Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

TransCanada PipeLines Limited et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.

MH-1-2006

Février 2007

Transfert d'installations

Canada

2007-00997

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

TransCanada PipeLines Limited et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.

Demande datée du 5 juin 2006 visant l'autorisation de transférer des installations pipelinières et la détermination du prix de transfert

MH-1-2006

Février 2007

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2007
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2007-1F
ISBN 0-662-72973-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2007 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2007-1E
ISBN 0-662-44547-3

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des figures ii
Liste des tableaux ii
Liste des annexes ii
Sigles et abréviations iii
Glossaire vi
Conversions x
Exposé et comparutions xi

1. Introduction 1
1.1 La demande 1
1.2 L'instance 6
1.2.1 Commentaires sur la liste des questions 6
1.2.2 Requête du SCEP 7
1.2.3 Arguments du SCEP concernant la compétence de l'Office 8

2. La norme de réglementation applicable 10

3. Offre d'énergie, marchés et pipelines 18
3.1 Pétrole brut de l'Ouest canadien 18
3.2 Gaz naturel 23
3.2.1 Offre de gaz dans l'Ouest canadien 24
3.2.2 Demande de gaz dans l'Ouest canadien 28
3.2.3 Flux de gaz potentiel hors de l'Ouest canadien 30
3.2.4 Répartition des flux entre les pipelines partant de l'Ouest canadien 33
3.2.5 Part des flux hors bassin du réseau principal 38

4. Incidences éventuelles du transfert 43
4.1 Suffisance de capacité sur le segment des Prairies 43
4.2 Coûts éventuels occasionnés aux expéditeurs de gaz 46
4.2.1 Utilisation des compresseurs et risques associés au coût du combustible 46
4.2.2 Perte éventuelle de recettes commerciales 49
4.2.3 Valeur de la capacité de réserve 50
4.3 Incidence du transfert sur l'exploitation du réseau principal 52
4.3.1 Température de refoulement 52
4.3.2 Décalage de capacité 52
4.3.3 Remplacement de la capacité 53

5. Transfert à la valeur comptable nette 59

6. Point de vue de l'office sur le transfert et l'intérêt public 61

7. Dispositif 66

Liste des figures

1-1 Projet Keystone 2
1-2 Segment des Prairies du réseau principal contenant le tronçon à transférer de la canalisation 100-1 5
3-1 Comparaison de la croissance prévue des exportations de pétrole brut à compter de 2005 et de la capacité pipelinière disponible à partir du BSOC 20
3-2 Prévisions de l'offre de gaz dans le BSOC (classique et non classique) 26
3-3 Scénario de base de TransCanada touchant l'offre de gaz dans l'Ouest Canadien 27
3-4 Fourchette de prévisions de TransCanada - Demande de gaz dans l'Ouest canadien 29
3-5 Prévisions de TransCanada des volumes de gaz sortant de l'Ouest canadien Flux annuels moyens 31
3-6 Prévisions de TransCanada des volumes de gaz sortant de l'Ouest canadien Flux de pointe annuels 31
3-7 Capacité pipelinière à partir du BSOC 32
3-8 Principaux gazoducs nord-américains et régions de marché desservies 34
3-9 Réseau principal de TransCanada - Part des flux de gaz totaux hors bassin 38
3-10 Prévision du débit du réseau principal de TransCanada (flux de pointe) 39
4-1 Avantage (coût) net pour les expéditeurs 48
4-2 Prévision de la capacité et des flux de pointe du réseau principal par rapport aux niveaux contractuels du SG (combustible exclu) 55

Liste des tableaux

3-1 Prévision de la production de pétrole brut dans l'Ouest canadien, 2005-2010 19
4-1 Capacité nominale annuelle moyenne pré et post-transfert redressée au moyen de facteurs de capacité d'exploitation 44
4-2 Excédent de capacité post-transfert du réseau principal (flux annuels moyens) 44
4-3 Excédent de capacité post-transfert du réseau principal (flux de pointe) 45
4-4 Comparaison des capacités nominales post-transfert 53

Liste des annexes

I Résumé de la convention de transfert du 5 juin 2006 entre TransCanada et Keystone 67
II Dispositions législatives pertinentes 69
III Le projet Keystone 72
IV Lettre de décision de l'Office, datée du 17 juillet 2006, comprenant la liste des questions modifiée 73
V Décision de l'Office concernant l'avis de requête du SCEP 77
VI Ordonnance 86

Sigles et abréviations

$	dollar canadien
10^3m^3	millier de mètres cubes
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AGUA	*Alberta Gas Utilities Act*
Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
ATCO	*ATCO Gas & Pipelines Ltd. c. Alberta (Energy & Utilities Board)*, [2006] 1 R.C.S. 140
BCDENS	BP Canada Energy Company, Coral Energy Canada Inc., Devon Canada Corporation, EnCana Corporation, Nexen Inc., Shell Canada Limitée
bpj	barils par jour
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CDC	Conseil des Canadiens
CNR	Canadian Natural Resources Limited
ConocoPhillips	ConocoPhillips Canada Limited
d.e.	diamètre extérieur
demandeurs	TransCanada PipeLines Limited et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
Gaz Métro	Société en commandite Gaz Métro
GES	gaz à effet de serre
GLGT	Great Lakes Gas Transmission
GLJ	GLJ Petroleum Consultants Ltd.
GNL	gaz naturel liquéfié
Gm^3	milliard de mètres cubes
Gpi^3	milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	milliards de pieds cubes par jour

groupe d'expéditeurs de Keystone	ConocoPhillips Canada Limited, Suncor Energy Marketing Inc., Canadian Natural Resources Limited
GTD	Groupe de travail sur les droits
GTN	Gas Transmission Northwest
Guide de dépôt	Guide de dépôt de l'Office national de l'énergie
Informetrica	Informetrica Limited
kbpj	milliers de barils par jour
Keystone	TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.
km	kilomètre
L'Impériale	Compagnie pétrolière impériale Ltée
Loi ou Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
m^3	mètre cube
m^3/j	mètres cubes par jour
Mbpj	millions de barils par jour
MH	méthane de houille
mm	millimètre
Mpi^3/j	millions de pieds cubes par jour
°C	degré Celsius
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
Ontario	ministre de l'Énergie de l'Ontario
PADD	Petroleum Administration for Defence District (définit une région de marché pour le pétrole brut aux États-Unis)
Purvin & Gertz ou P&G	Purvin & Gertz Inc.
RNCG	*Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*
RNCO	*Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs*
SCEP	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier

SEMI	Suncor Energy Marketing Inc.
SG	service de transport garanti
TI	transport interruptible
TJ	térajoule (10^{12} joules)
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
VAN	valeur actualisée nette
VCN	valeur comptable nette
VCP	vanne de canalisation principale
Vector	Vector Pipeline Limited Partnership

Glossaire

absence de préjudice ou critère de l'absence de préjudice	Norme de réglementation que certains intervenants ont proposé d'appliquer aux fins de l'évaluation de la demande. L'expression découle de la notion d'absence de préjudice pour les clients, qui a été commentée dans le jugement rendu par la Cour suprême du Canada dans l'affaire *ATCO Gas & Pipelines Ltd. c. Alberta (Energy & Utilities Board)*, [2006] 1 R.C.S. 140.
appel de soumissions	Processus qui vise à offrir à des expéditeurs éventuels la possibilité d'exprimer un intérêt à souscrire de la capacité sur un pipeline ou à conclure un contrat de service garanti sur un pipeline.
base tarifaire	Montant de l'investissement duquel il est permis de tirer un rendement. Il comprend habituellement la valeur des installations en service et une provision pour le fonds de roulement.
canalisation 100-1	Gazoduc de 864 mm de d.e. qui constitue une des canalisations de transport de gaz du réseau principal de TransCanada.
capacité	Débit maximal du produit à transporter compte tenu des critères de conception du pipeline.
capacité de fonctionnement	Débit maximal du produit à transporter, compte tenu de conditions d'exploitation particulières, par exemple les périodes d'arrêt, l'entretien ou la température ambiante.
carrefour de Dawn	Région géographique située près de Sarnia (Ontario) qui est le point d'intersection de plusieurs gazoducs et où le gaz peut être négocié, expédié, mis en stockage, échangé, entreposé ou prêté.
Centre du Canada	Région de marché du gaz naturel qui comprend l'Ontario et le Québec.
condensat	Mélange liquide, constitué surtout de pentanes et d'hydrocarbures lourds, récupéré dans des séparateurs, des laveurs ou d'autres installations de collecte ou encore à l'entrée d'une usine de traitement de gaz naturel avant le traitement du gaz.
convention de transfert	Convention conclue entre TransCanada et Keystone, qui régit le transfert des installations.

côte du golfe du Mexique	Région de marché qui est située le long du golfe du Mexique.
demande de transfert	Demande déposée auprès de l'ONÉ par les demandeurs pour solliciter l'autorisation de transférer de TransCanada à Keystone certaines installations pipelinières faisant actuellement partie du réseau principal, ainsi que la délivrance d'ordonnances connexes.
demande visant des installations	Demande présentée à l'Office par Keystone en vue de faire approuver la construction et l'exploitation du projet de pipeline Keystone et la méthode de conception des droits proposée pour le pipeline au Canada.
distribution de probabilités	Plage de probabilités associée à chacune des valeurs possibles d'une variable aléatoire.
distribution triangulaire	Description subjective d'une population, utilisée généralement dans le cas de données-échantillon limitées, surtout lorsque le lien entre les variables est connu, mais les données sont rares.
écart de prix	Différence de prix entre deux points d'échange ou deux produits; dans le cas du pétrole brut, il s'agit de la différence de prix entre deux qualités de pétrole brut à leurs points d'échange respectifs.
écart de prix léger-lourd	La différence de prix, à des points d'échange déterminés, entre un pétrole brut léger de qualité donnée et un pétrole brut lourd de qualité donnée.
Est du Canada	Région de marché du gaz naturel qui comprend l'Ontario, le Québec, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse.
étude du débit	Étude du débit du réseau principal canadien – Étude présentée par les demandeurs qui détaille l'analyse que TransCanada a effectuée pour dégager ses prévisions du débit du réseau principal.
gaz à effet de serre	Constituants gazeux dans l'atmosphère, tant naturels qu'anthropiques, qui contribuent à l'effet de serre.
gaz classique	Gaz naturel pouvant être produit sans le recours à des techniques différentes ou particulières de complétion, de stimulation ou de récupération.
gaz de réservoir étanche	Gaz naturel contenu dans des réservoirs où l'écoulement du gaz est limité parce que la matière rocheuse est extrêmement compactée.

gaz de schiste	Gaz naturel qui s'accumule lentement dans des réservoirs formés principalement de schiste.
gaz non classique	Gaz naturel contenu dans des formations rocheuses desquelles il est difficile à extraire et dont la production exige le recours à des techniques différentes ou particulières de complétion, de stimulation ou de récupération.
hors bassin ou hors du BSOC	À l'extérieur de la région productrice d'hydrocarbures de l'Ouest canadien.
installations	Biens devant être transférés de TransCanada à Keystone.
Lloydminster Blend	Pétrole brut lourd produit dans l'Ouest canadien dont le prix sert de point de référence; il est généralement coté à Hardisty (Alberta).
méthane de houille	Gaz naturel non classique piégé dans la matrice de filons houillers.
méthode de Monte Carlo	Technique d'analyse qui consiste à répéter une simulation à maintes reprises en utilisant chaque fois des quantités aléatoires afin d'obtenir une fourchette de résultats concernant des variables incertaines.
Mexican Maya	Pétrole brut lourd produit au Mexique dont le prix sert de point de référence.
Modèle d'équilibre	Outil analytique de TransCanada qui utilise un processus itératif pour évaluer l'offre et la demande de gaz en Amérique du Nord et la répartition des flux entre les pipelines, afin d'établir un scénario de base sur le réseau principal.
Nord-Est des États-Unis	Région de marché du gaz naturel aux États-Unis qui comprend l'État de New York, le New Jersey, le New Hampshire, le Maine, le Vermont, le Massachusetts, le Rhode Island, le Connecticut et la Pennsylvanie.
Ouest des États-Unis	Région de marché du gaz naturel aux États-Unis qui comprend la Californie, l'Oregon et l'État de Washington.
pétrole brut classique	Pétrole techniquement et économiquement récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire de modifier sa viscosité naturelle.
pétrole brut léger	Terme désignant généralement le pétrole brut de densité inférieure à 900 kilogrammes par mètre cube. Également,

	un terme collectif pour le pétrole brut léger classique, le pétrole brut lourd valorisé et les pentanes plus.
pétrole brut lourd	Pétrole dense et visqueux, ayant une densité supérieure à 900 kilogrammes le mètre cube.
pipeline Keystone	Oléoduc que Keystone propose de construire pour le transport de pétrole brut lourd de Hardisty (Alberta) à Wood River (Illinois).
post-Alliance	Période ultérieure à la construction du pipeline Alliance.
potentiel ultime	La somme de toutes les ressources gazières qui ont été découvertes (y compris le gaz déjà produit) et des ressources qui n'ont pas encore été découvertes mais que l'on s'attend à découvrir.
projet Keystone	Projet visant la construction du pipeline Keystone proposé, qui comprend la conversion de la canalisation 100-1 du service de transport de gaz au service de transport pétrolier et la construction d'un nouveau pipeline au Canada et aux États-Unis.
reconduction	Renouvellement d'office d'un contrat qui devrait, en principe, faire l'objet d'un accord périodique.
réseau de l'Alberta	Le réseau de transport de gaz naturel de TransCanada en Alberta; ce réseau de ressort provincial recueille le gaz naturel pour consommation dans la province et livre du gaz à des points sur la frontière provinciale, en vue de son expédition par le réseau principal et d'autres réseaux de transport de gaz et pipelines interconnectés.
réseau principal	Réseau de transport de gaz naturel de TransCanada, soumis à la réglementation de l'ONÉ, qui s'étend d'ouest en est sur une distance de 14 898 km, de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'à la frontière entre le Québec et le Vermont, et s'interconnecte avec d'autres pipelines de gaz naturel au Canada et aux États-Unis.
Rocheuses	Région de production et de marché aux États-Unis qui comprend le Montana, le Wyoming, le Colorado, l'Utah, le Nevada, l'Arizona et le Nouveau-Mexique.
sables bitumineux	Gisements de sable et d'autres roches renfermant du bitume.
scénario de base	Meilleure estimation de TransCanada du débit futur du réseau principal.

service de transport garanti	Service de transport de gaz naturel offert suivant des calendriers qui ne prévoient aucune interruption du service, sauf en cas de force majeure (causes indépendantes de la volonté du transporteur qui ne résultent pas d'une faute ou de négligence de sa part).
service de transport interruptible	Service de transport de gaz naturel pouvant faire l'objet de réductions ou d'interruptions. Sur le réseau principal, ce service peut être réduit ou interrompu à tout moment si TransCanada détermine que les livraisons effectuées aux termes du service interruptible pourraient gêner ou limiter de quelque façon sa capacité d'effectuer des livraisons de gaz en vertu de tout autre service de transport ayant un niveau de priorité plus élevé dans le réseau.
stochastique	Qualifie un processus qui incorpore des variables aléatoires et où interviennent des probabilités ou le hasard.
usine de valorisation	Installation qui convertit le pétrole brut lourd ou le bitume en pétrole brut synthétique.
valoriser	Convertir le pétrole brut lourd ou le bitume en pétrole brut synthétique.

Conversions

gigajoule	10^9 joules
	0,95 millier de pieds cubes à 1 000 unités thermiques britanniques le pied cube
kilomètre	0,62 mille
mètre cube de gaz naturel	35,3 pieds cubes de gaz naturel (à une pression absolue de 14,73 lb/po^2 et 60 °F)
mètre cube de pétrole brut	6,29 barils de pétrole brut
millimètre	0,04 pouce

Exposé et comparutions

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

PAR SUITE d'une demande en date du 5 juin 2006 que TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) et TransCanada Keystone Pipeline GP Limited (Keystone) ont présentée aux termes des articles 74 et 59 de la *Loi* pour solliciter l'autorisation de transférer de TransCanada à Keystone certaines installations pipelinières faisant actuellement partie du réseau principal de transport de gaz naturel de TransCanada, ainsi qu'une décision concernant le prix de transfert;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience MH-1-2006 de l'Office national de l'énergie, datée du 21 juin 2006.

ENTENDUE à Calgary (Alberta), les 23, 24, 25, 26 et 27 octobre et les 9, 10 et 14 novembre 2006;

DEVANT :

J.S. Bulger	Membre présidant l'audience
G. Caron	Membre
G.A. Habib	Membre

Comparutions	**Participants**	**Témoins**
C.K. Yates, c.r. W.M. Moreland	TransCanada PipeLines Limited et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.	G.M. Engbloom M. Feldman D.K. Ferguson R.K. Girling A. Jamal R. Jones W.A.Langford A. Leong C. Tosi T.H. Wise J.W. Zwick
P.L. Fournier	Association des consommateurs industriels de gaz	
S. Shrybman	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier	
D. Davies	BP Canada Energy Company, Coral Energy Canada Inc., Devon Canada Corporation, EnCana Corporation, Nexen Inc. et Shell Canada Limitée	D. Robostan H. Assen A. Cheung C. Crowfoot L. Herchen

		K. Joslin A. MacBurnie L. Marks M. Romanow A. Safir
G.M. Nettleton	Canadian Natural Resources Limited	R. Cusson
G.M. Nettleton	ConocoPhillips Canada	C. Fredericks
R.R. Moore	Compagnie pétrolière impériale Ltée	
R. Kolber	Petro-Canada Oil and Gas	
L.-C. Ratelle	Société en commandite Gaz Métro	
G.M. Nettleton	Suncor Energy Marketing Inc.	J. Van Heyst T. Paul
M. Buchinski	Union Gas Limited	
E. Sweet J.C. Turchin	Ministre de l'énergie de l'Ontario	
M.A. Fowke J.A. Fisk	Office national de l'énergie	

Plaidoirie écrite

Canadian Oil Sands Limited

Centra Gas Manitoba Inc

Enbridge Gas Distribution

Husky Energy Marketing Inc.

Chapitre 1

Introduction

1.1 La demande

Dans une demande présentée à l'Office national de l'énergie (Office ou ONÉ) le 5 juin 2006, TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone), (collectivement appelées les demandeurs), ont sollicité l'autorisation de transférer à Keystone certaines installations pipelinières (installations) faisant actuellement partie du réseau principal de transport de gaz naturel (réseau principal) de TransCanada (demande de transfert), en vue de les utiliser dans un nouvel oléoduc proposé par Keystone (projet Keystone). Keystone est une filiale en propriété exclusive de TransCanada et la commanditée de la société en commandite TransCanada Keystone Pipeline Limited Partnership. Le transfert serait régi par une convention en date du 5 juin 2006 conclue entre TransCanada et Keystone (convention de transfert). Un résumé de la convention de transfert, indiquant les biens à transférer, est présenté à l'annexe I.

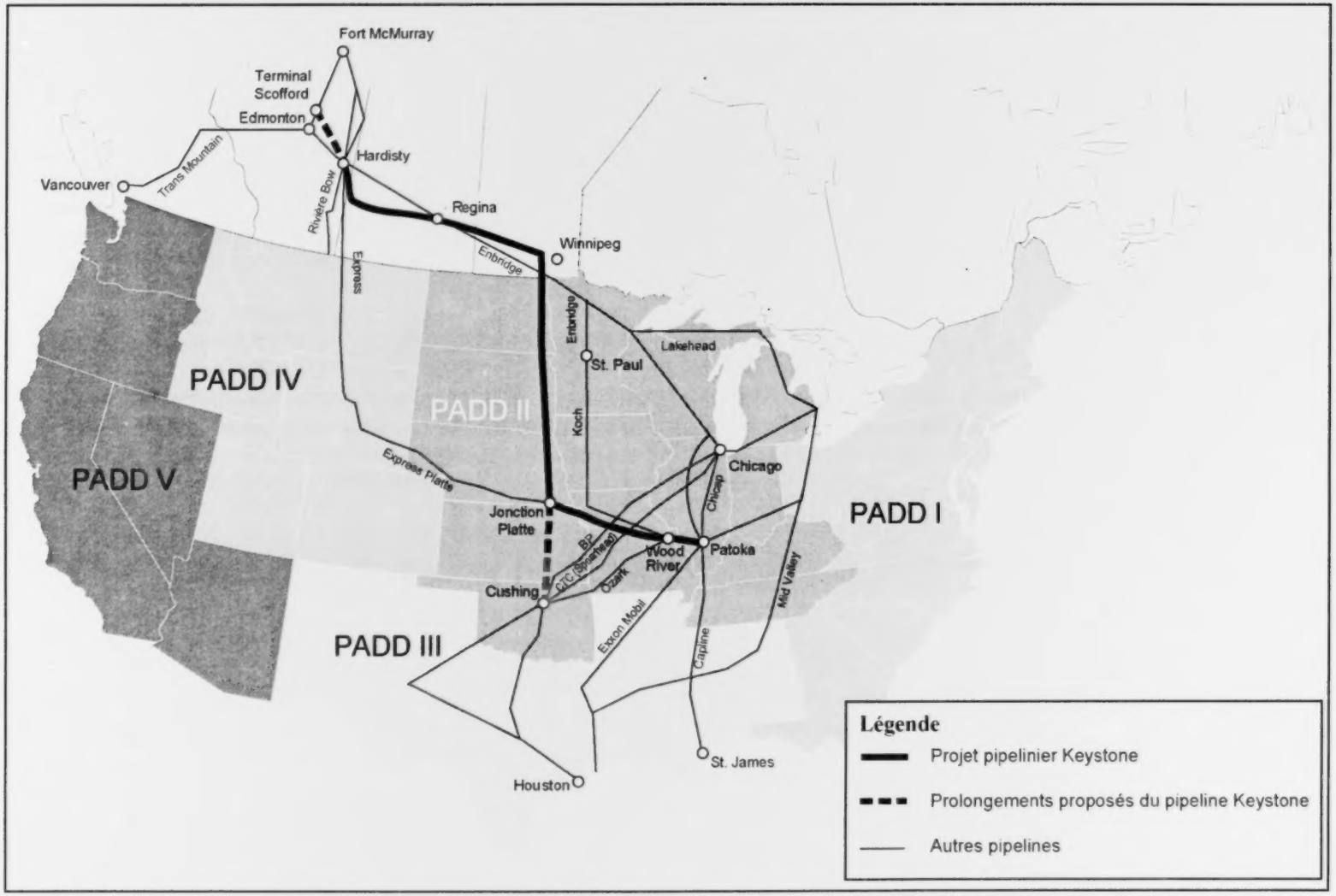
Le transfert comprendrait la vente des installations par TransCanada, suivant l'alinéa 74(1)*a)* de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (*Loi* ou Loi sur l'ONÉ)[1], et leur achat par Keystone, aux termes de l'alinéa 74(1)*b)* de la *Loi*, et serait une condition préalable à la conversion des installations du service de transport gazier au service pétrolier pour qu'elles servent dans le cadre du projet Keystone. Ce dernier projet consiste à construire un nouveau pipeline s'étendant de Hardisty (Alberta), à Wood River et Patoka (Illinois) (pipeline Keystone). Dans un premier temps, le pipeline Keystone proposé permettrait aux producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien d'avoir accès à la région du sud du PADD II (Petroleum Administration for Defence District) des États-Unis, un grand centre de raffinage qui est actuellement très peu accessible au pétrole brut de l'Ouest canadien à cause de l'insuffisance de capacité pipelinière à destination de cette région. Par la suite, un prolongement proposé du pipeline pourrait ouvrir l'accès au marché des raffineries du PADD III. La figure 1-1 représente le tracé proposé du pipeline Keystone, les prolongements prévus et les régions PADD. Le projet Keystone est décrit plus en détail à l'annexe III.

Dans la demande de transfert, les demandeurs sollicitent également des approbations de l'Office aux termes de l'article 59 de la *Loi*, notamment pour : retrancher la valeur comptable nette (VCN) des installations, à la date de transfert, de la base tarifaire du réseau principal; ajouter la VCN au poste des installations pétrolières en voie de construction du pipeline Keystone, au moment du transfert des installations; et, par la suite, inclure la VCN des installations dans la base tarifaire du pipeline Keystone, lorsqu'il est mis en service aux fins du transport de pétrole.

---

1 Pour la commodité du lecteur, les dispositions pertinentes de la Loi sur l'ONÉ et d'autres lois mentionnées dans les présents Motifs de décision sont reproduites à l'annexe II.

Figure 1-1
Projet Keystone



Les demandeurs ont indiqué que c'est une requête de la part d'un groupe de producteurs de pétrole canadiens en 2003 qui avait donné naissance au projet, et à la demande de transfert subséquente. Ces producteurs avaient demandé à TransCanada d'examiner la possibilité de convertir une partie de la capacité libre de son réseau de l'Alberta et du réseau principal au service de transport pétrolier, pour qu'elle serve au transport d'une production supplémentaire de pétrole provenant des sables bitumineux. L'effort collectif consacré à la mise au point du projet et à l'examen de l'incidence éventuelle de la conversion d'un gazoduc au service de transport pétrolier a culminé avec la première annonce du projet Keystone en février 2005. Dès décembre 2005, le projet Keystone avait suscité des contrats de transport garanti à long terme de la part d'expéditeurs de pétrole pour des volumes totalisant environ 54,1 $10^3m^3/j$ (340,0 kbpj), soit environ 78 % de la capacité pipelinière qui serait disponible au départ. Ces contrats à long terme avaient une durée moyenne de 18 ans. Les demandeurs ont jugé que l'obtention de tels contrats exécutoires pour l'expédition de pétrole confirmait leur analyse de l'offre et de la demande de pétrole brut, et leur conclusion selon laquelle il y a un besoin urgent d'ajouter de la capacité pipelinière pour le transport de pétrole.

Les demandeurs ont indiqué qu'ils comptaient présenter une demande à l'Office à l'égard des installations du projet Keystone vers la fin de 2006 (demande visant des installations)[2]. Celle-ci comprendrait des requêtes concernant la conversion des installations au service de transport pétrolier, la délivrance d'un certificat d'utilité publique portant sur la partie canadienne du pipeline Keystone, en vertu de l'article 52 de la *Loi*, et l'approbation de la méthode de conception des droits et du tarif proposés pour le pipeline, suivant la partie IV de la *Loi*. Une autre demande serait présentée à l'Office aux termes du paragraphe 21(2) de la *Loi* afin d'obtenir une ordonnance qui modifierait le certificat d'utilité publique GC-1 de l'Office, délivré à TransCanada le 11 avril 1960, en retranchant les installations visées par le projet, à compter du moment de leur transfert au pipeline Keystone. Les demandeurs souhaitaient que l'octroi des autorisations sollicitées dans la demande de transfert soit conditionnel à l'approbation par l'Office de la demande visant des installations et à la délivrance d'un certificat d'utilité publique à l'égard du projet pipelinier Keystone.

Lorsqu'elle a exploré la possibilité d'affecter la capacité libre de transport de gaz au service de transport pétrolier, TransCanada a effectué une analyse hydraulique et économique du segment des Prairies, qui fait partie du réseau principal. Le segment des Prairies se compose de six pipelines complets, dont le diamètre varie de 864 mm (34 po) à 1 220 mm (48 po), et d'un septième de 1 220 mm de diamètre, qui est doublé à certains endroits. TransCanada en a conclu que la canalisation 100-1 de 864 mm représentait le meilleur choix pour la conversion du service de transport gazier au transport pétrolier. Grâce à ses caractéristiques matérielles, la canalisation 100-1 permettrait de transporter économiquement quelque 63,5 $10^3m^3/j$ (400,0 kbpj) de pétrole brut lourd en régime d'écoulement turbulent. La canalisation 100-1 a également été choisie pour des motifs d'ordre opérationnel, étant donné qu'elle est située en majeure partie sur le bord extérieur de la série de canalisations regroupées dans l'emprise qu'elle occupe. TransCanada a déterminé, de plus, que de toutes les canalisations exploitées dans le segment des

---

2 La demande visant les installations du projet Keystone a été déposée auprès de l'Office le 12 décembre 2006. Le 29 janvier 2007, l'Office a publié l'ordonnance d'audience OH-1-2007. L'Office a indiqué qu'il délivrait cette ordonnance aux fins de l'affectation des ressources et dans un souci d'efficience, et qu'il ne fallait pas y voir une indication de la décision de l'Office relativement à la demande de transfert.

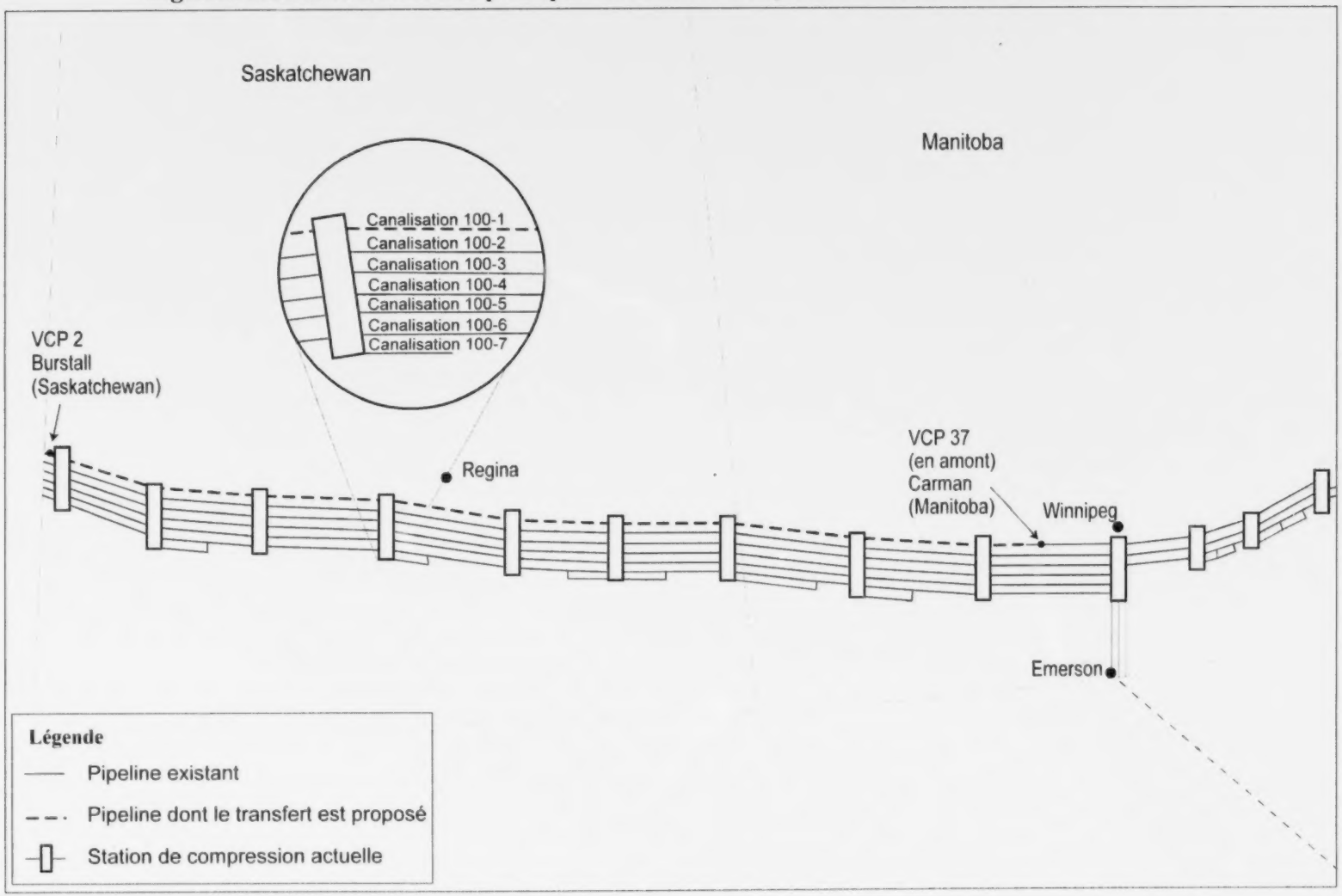
Prairies, la canalisation 100-1 était celle dont le retrait du service gazier aurait le moins d'impact sur les expéditeurs de gaz. La figure 1-2 montre le tronçon à transférer de la canalisation 100-1.

Les demandeurs ont souligné qu'au milieu de 2005, TransCanada avait engagé un processus de consultation au sujet du transfert projeté avec les parties prenantes commerciales intéressées par le réseau principal. En juillet 2005, elle a fourni aux parties prenantes un exemplaire d'un document intitulé *The Proposed TransCanada Keystone Pipeline Project* (rapport sur le projet Keystone), qui exposait exhaustivement les effets du projet Keystone sur l'industrie du gaz naturel, tels que TransCanada les comprenait. De plus, le Groupe de travail sur les droits (GTD) a discuté du projet Keystone à neuf de ses réunions tenues entre mars 2005 et mai 2006. Le GTD a été muni de documentation sur le projet au cours de ses réunions de mars, juillet, août et octobre 2005, et de mars et avril 2006. Des mises à jour verbales sur l'état d'avancement du projet Keystone lui ont été fournies lors de ses réunions de septembre et décembre 2005, et de mai 2006.

Dans le rapport sur le projet Keystone, TransCanada a relevé quatre sujets de préoccupation que les parties prenantes de l'industrie avaient soulevés à propos du transfert proposé. Ces préoccupations touchaient les aspects suivants : la possibilité que la réduction de la capacité du réseau principal impose des contraintes à l'égard de la production de gaz dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC); le prix de transfert approprié pour les biens à transférer; l'économie de coûts globale que le transfert des biens affectés au transport gazier apporterait aux clients des services de transport de gaz de TransCanada; ce qu'il en coûterait pour remplacer la capacité de transport au cas où la production disponible à l'exportation dépasserait les prévisions actuelles.

Avant de présenter la demande de transfert, TransCanada a effectué une analyse minutieuse du débit du réseau principal pour déterminer la capacité libre qui pourrait éventuellement être convertie au service de transport gazier. Cette analyse a été présentée sous forme d'un rapport intitulé *Canadian Mainline Throughput Study* (étude du débit du réseau principal canadien, ou étude du débit). TransCanada a conclu dans son analyse que le retrait des installations réduirait la capacité nominale de la totalité du segment des Prairies. Toutefois, l'analyse indiquait que le réseau principal disposerait toujours d'au moins 34,0 Mm^3/j (1,2 Gpi^3/j) de capacité de plus que le débit de jour de pointe en hiver prévu et qu'il resterait une capacité post-transfert suffisante, à la sortie du BSOC et à l'intérieur du réseau principal, pour répondre aux besoins des fournisseurs de gaz de l'Ouest canadien. Dans l'éventualité où les besoins de transport futurs dépasseraient les prévisions, il serait possible de hausser la capacité de transport grâce à l'ajout de compression ou à d'autres mesures de compensation. TransCanada était également parvenue à la conclusion que le prix de transfert approprié pour les installations serait leur VCN au moment du transfert. TransCanada a reconnu que la réduction des besoins en produits découlant du retrait du prix de transfert de la base tarifaire du réseau principal serait contrebalancée par un accroissement des besoins en combustible. Cependant, à la lumière de ses prévisions de débit et de prix les plus probables, elle a conclu que l'effet sur dix ans, exprimée en valeur actualisée nette (VAN), correspondrait à une modeste économie de coûts d'environ 15 millions de dollars au profit des clients du service gazier.

Figure 1-2
Segment des Prairies du réseau principal contenant le tronçon à transférer de la canalisation 100-1



Les demandeurs ont soutenu que le meilleur usage qui puisse être fait des installations consistait à les utiliser pour fournir une capacité supplémentaire de transport de pétrole pour laquelle il existe un grand besoin, au lieu de les affecter au service de transport gazier. Ils ont fait valoir que les installations en question sont utilisées et utiles, mais qu'elles ne sont plus nécessaires pour le transport de gaz. Les demandeurs ont indiqué dans leur preuve qu'ils souhaitaient que l'Office détermine que le transfert des installations suivant les modalités qu'ils proposaient, et leur conversion du service de transport gazier au service pétrolier, seraient conformes à l'intérêt public, pourvu qu'il décide par la suite que le projet Keystone a un caractère d'utilité publique autant pour le présent que pour le futur.

1.2 L'instance

Après avoir étudié les requêtes des demandeurs et les renseignements fournis à l'appui, l'Office a décidé de convoquer une audience publique pour examiner la demande de transfert et a publié à cette fin l'ordonnance d'audience MH-1-2006, le 21 juin 2006. Avant le début de l'audience le 23 octobre 2006, l'Office a rendu deux décisions en réponse à des points soulevés par des intervenants, qui traitaient de commentaires formulés au sujet de la liste des questions faisant partie de l'ordonnance d'audience et sur une requête déposée par le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (SCEP), qui demandait d'ajourner l'audience jusqu'à ce que la demande de transfert et la demande visant des installations puissent être entendues en même temps. Les points saillants de ces décisions sont repris ci-dessous. Le lecteur en trouvera le texte intégral aux annexes IV et V des présents Motifs de décision. De plus, au cours de l'audience, le SCEP a argué que l'Office n'était pas compétent pour trancher la demande de transfert. Les arguments du SCEP et la décision de l'Office sont examinés dans la section 1.2.3 des présents Motifs de décision.

1.2.1 Commentaires sur la liste des questions

L'Office a reçu des commentaires de trois parties au sujet de la liste des questions et les répliques des demandeurs à ces commentaires. Le Conseil des Canadiens (CDC) a laissé entendre que les demandeurs morcelaient le processus d'approbation en ne traitant que du transfert des installations et a soutenu qu'il faudrait examiner le projet pipelinier Keystone dans son ensemble, au moyen d'un seul processus, de façon à discuter à fond des questions sociales, politiques et économiques. Le SCEP a proposé l'ajout de quatre questions, qui portaient principalement sur l'exploitation du pipeline Keystone proposé. Coral Energy Canada Inc., Devon Canada Corporation, EnCana Corporation, Nexen Inc. et Shell Canada Limitée (collectivement appelées BCDENS[3]) ont prié l'Office de préciser ce qu'il entendait examiner dans le cadre de la question 2[4] de la liste des questions. Les demandeurs ont répondu aux commentaires dans une lettre datée du 14 juillet 2006.

---

3 BP Canada Energy Company (BP) ne faisait pas partie du groupe BCDENS au moment où celui-ci a présenté ses commentaires sur la liste des questions; elle s'y est jointe le 10 octobre 2006. Sauf indication contraire, les allusions à BCDENS ailleurs dans ce document incluent BP.

4 La question 2 de l'ordonnance d'audience MH-1-2006 se lisait initialement comme il suit : Les incidences sur les échanges commerciaux, l'économie et le marché qu'auront le retrait des installations du service de transport gazier et leur conversion au service de transport pétrolier.

Dans sa lettre du 17 juillet 2006 répondant aux commentaires formulés sur la liste des questions, l'Office a exprimé l'avis que les questions sociales, politiques et économiques ayant trait à l'achat et la vente des installations devraient être examinées dans le cadre de l'audience MH-1-2006, tandis que les questions relatives à l'exploitation du pipeline Keystone proposé pourraient être abordées au cours de l'audition de la demande visant des installations. L'Office estimait que certains éléments liés à la conversion du pipeline au service de transport pétrolier pourraient revêtir de l'importance dans les décisions qu'il aurait à rendre au sujet de la demande de transfert. Il a indiqué que la liste des questions ratissait large pour faire en sorte que l'Office recueille tous les éléments de preuve pertinents et pour permettre aux parties de plaider leur cause et d'exposer leur point de vue de la manière qu'elles jugent appropriée. Par conséquent, bien qu'il trouvait superflu d'ajouter des points dans la liste des questions, l'Office a souligné que les parties étaient libres d'adopter la position qu'elles souhaitent à l'égard des décisions qu'il devait rendre. Cependant, dans un souci de clarté, l'Office a modifié la question 2 de la liste pour mentionner l'approvisionnement parmi les aspects dont il faudrait tenir compte au moment d'examiner les incidences du retrait des installations du service de transport gazier et de leur conversion au service de transport pétrolier. La liste modifiée des questions à traiter au cours de l'audience MH-1-2006 est présentée à la fin de l'annexe IV, à titre de pièce jointe à la lettre du 17 juillet 2006 de l'Office.

Comme les demandeurs l'avaient indiqué dans leur réplique aux commentaires, l'Office était d'avis que la question de savoir si les deux demandes (celle aux termes de l'article 74 et celle en vertu de l'article 52) devraient être examinées ensemble n'était pas une question qu'il convenait d'inscrire à la liste des questions de l'audience tenue aux termes de l'article 74, mais devrait plutôt être réglée par voie de requête.

1.2.2 Requête du SCEP

Le 24 juillet 2006, le SCEP a déposé une requête enjoignant l'Office de rendre des ordonnances en vue d'ajourner l'audience MH-1-2006 jusqu'à ce que les demandes concernant toutes les approbations requises pour le projet pipelinier Keystone aient été convenablement constituées et déposées auprès de l'Office, et de faire en sorte que toutes les audiences publiques ayant trait à ces demandes se déroulent en même temps. Dans une lettre datée du 3 août 2006, l'Office a établi un processus par voie de mémoires pour entendre la requête, les motifs à l'appui ainsi que les mesures sollicitées. Outre les demandeurs, sept parties ont déposé des mémoires.

Le Sierra Club du Canada et le CDC appuyaient la requête du SCEP. Les demandeurs, ConocoPhillips Canada Limited (ConocoPhillips), Suncor Energy Marketing Inc. (SEMI) et Canadian Natural Resources Limited (CNR) s'y opposaient.

Dans sa décision sur la requête, rendue le 25 août 2006, l'Office a déclaré qu'il pourrait rendre des décisions au sujet de la demande de transfert, après avoir entendu toute la preuve et la plaidoirie sur la question, sans porter atteinte à sa capacité de tenir compte de l'intérêt public eu égard aux décisions qu'il serait appelé à rendre dans le contexte d'une éventuelle demande visant des installations. L'Office jugeait que la démarche par étapes que les demandeurs avaient adoptée était acceptable et légitime, et qu'elle n'entraînerait pas un emploi abusif des procédures ou un gaspillage de temps et de ressources par l'Office ou les parties. De plus, l'Office ne croyait pas que les demandeurs avaient déposé des demandes distinctes afin de se soustraire à un

examen par un organisme compétent ou d'éviter un processus quelconque, ou encore de fractionner le projet.

L'Office n'acceptait pas le point de vue selon lequel la démarche par étapes risquait de marginaliser les préoccupations relatives à l'environnement ou à d'autres questions d'intérêt public, ou qu'elle allait à l'encontre des exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. L'Office était d'avis que l'étude des questions environnementales à une étape ultérieure du processus d'approbation ne l'empêcherait pas d'accomplir son mandat pour ce qui est de l'examen des enjeux environnementaux.

L'Office n'était pas convaincu que l'étude de la demande de transfert devrait être ajournée jusqu'à ce que la demande visant des installations soit déposée. Il n'était pas convaincu non plus que les risques dont la requête faisait état justifiaient qu'il déroge à sa pratique qui est de laisser les demandeurs libres de formuler leur demande de la manière qu'ils jugent convenable, ou qu'il déroge au processus accepté consistant à présenter une demande par étapes, que les demandeurs ont adopté en l'espèce. Cependant, comme il l'avait indiqué dans sa lettre datée du 17 juillet 2006, l'Office a réitéré qu'il était tout à fait disposé à entendre les positions des parties sur la question de savoir s'il dispose d'une preuve suffisante pour se prononcer sur l'un quelconque ou tous les aspects de la demande de transfert ou si le fait de rendre une décision sur l'un quelconque ou tous les aspects de cette demande serait préjuger de la demande visant des installations.

1.2.3 Arguments du SCEP concernant la compétence de l'Office

En plaidoirie finale, le SCEP a soutenu que l'Office n'a pas compétence pour rendre la décision que les demandeurs sollicitent, à savoir que la conversion des installations du service de transport gazier au service de transport pétrolier est conforme à l'intérêt public. Il fondait cette assertion sur le fait que l'Office n'avait été saisi d'aucune demande portant sur la conversion des installations. Plus précisément, le SCEP a argué que l'Office étirerait les limites de sa compétence s'il prenait en considération des questions qui ressortissent à d'autres approbations qui pourraient être sollicitées ultérieurement en vertu de la *Loi*. Le SCEP a exprimé la crainte que l'Office pourrait statuer sur la demande de transfert en tenant compte d'autres approbations qui pourraient être accordées à l'égard de demandes subséquentes, notamment les demandes en vertu de l'article 52 et de l'article 21.

Opinion de l'Office

Lorsqu'il s'est prononcé sur la requête préliminaire déposée par le SCEP, l'Office a déterminé que la démarche par étapes que les demandeurs ont adoptée relativement à leurs demandes d'approbation ne l'amènerait d'aucune manière à préjuger du bien-fondé de la demande visant des installations et n'implique pas que sa décision en l'espèce est ou sera influencée par des demandes à venir. L'Office demeure de l'avis qu'admettre le dépôt d'une demande par étapes, pour accorder aux demandeurs la possibilité de structurer leurs demandes comme bon leur semble, pour leurs propres motifs commerciaux, est à la fois acceptable et

légitime, en dépit du risque d'un certain chevauchement entre les instances, et qu'il peut trancher convenablement la présente demande sans entraver sa capacité de se prononcer sur une future demande visant des installations.

Tel qu'il est exposé plus en détail dans les présents Motifs de décision, l'Office a évalué la demande de transfert en elle-même pour déterminer s'il était conforme à l'intérêt public d'accorder l'autorisation sollicitée. L'intérêt public est un concept qui échappe à toute définition précise et dont les bornes peuvent changer d'un cas à l'autre en fonction de facteurs tels que les intérêts en cause ou l'article de la *Loi* en vertu duquel la demande est déposée.

L'Office juge que l'utilisation ultime des installations, si elles sont transférées, est un aspect pertinent dans l'évaluation du caractère d'intérêt public de la présente demande. À tout le moins, l'Office se doit d'examiner l'usage qui serait fait des installations transférées, ne serait-ce que pour s'assurer que l'utilisation proposée ne contrevient pas, en principe, aux dispositions de la *Loi*. Cependant, l'approbation d'un transfert ne constitue pas une réponse finale ou complète à la question de savoir si, par exemple, l'affectation des installations au service de transport pétrolier serait conforme à l'intérêt public ou revêtirait un caractère d'utilité publique ou non. Le législateur a rédigé la *Loi* de telle manière que les projets, celui-ci par exemple, doivent être approuvés par l'Office en vertu de plusieurs articles. Selon l'Office, le législateur voulait ainsi que l'Office porte son attention sur chacune des approbations demandées et effectuent une analyse par rapport à chacune, à la lumière de l'intérêt public. Ainsi, l'Office estime qu'il n'a pas besoin, pour le moment, de recevoir tous les détails sur la conversion des installations au service de transport pétrolier pour être en mesure de trancher si la demande de transfert des installations va dans le sens de l'intérêt public ou non. Les détails de la conversion des installations et de leur exploitation subséquente aux fins du transport pétrolier pourront être examinés d'une matière précise au moment du dépôt de demandes futures.

Par conséquent, l'Office rejette l'idée qu'il étirerait les limites de sa compétence s'il examinait la preuve concernant la conversion des installations, telle qu'elle se rapporte au transfert des installations. L'Office possède un large pouvoir discrétionnaire pour ce qui est de déterminer les éléments factuels qui interviennent dans l'intérêt public. En l'espèce, l'Office estime que la notion de changement de service est pertinente dans l'analyse du caractère d'intérêt public du transfert. De même, examiner la conversion telle qu'elle se rapporte à la demande de transfert ne prédétermine aucunement les décisions que l'Office sera appelé à rendre à l'égard de futures demandes, y compris celle de savoir s'il serait d'utilité publique d'autoriser la construction du pipeline Keystone et son exploitation aux fins du transport de pétrole.

Chapitre 2

La norme de réglementation applicable

Comme l'ont indiqué les demandeurs, il s'agit de la première demande déposée devant l'Office qui soulève la contestation du critère à appliquer pour déterminer si le transfert des installations doit être autorisé. Les parties en ont débattu longuement et ont exposé leur point de vue en fonction du critère qu'elles jugent approprié. De manière générale, les parties étaient divisées en deux camps : d'un côté, les parties en faveur d'une évaluation de la demande de transfert en fonction de la grande norme de l'intérêt public et de l'autre, celles qui sont favorables à une évaluation basée sur le critère de l'« absence de préjudice » pour les clients. Ces dernières fondaient leur position sur leur interprétation de la décision rendue par la Cour suprême du Canada dans l'affaire *ATCO Gas & Pipelines Ltd. c. Alberta (Energy & Utilities Board)*, ou l'affaire *ATCO*[5].

De l'avis des demandeurs, la norme de réglementation que doit appliquer l'Office pour évaluer la demande en l'espèce est celle de l'intérêt public en général, ce qui, à leur avis, correspond au mandat de l'Office. Ils allèguent que l'intérêt public est la norme que l'Office applique depuis toujours pour examiner les demandes de transfert. Ils invoquent en preuve le *Guide de dépôt* qui stipule que l'Office a pour raison d'être de « promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien, en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques »[6].

Selon les demandeurs, l'intérêt public en général englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes et vise un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux, qui peut changer en fonction de la demande, du site, du produit, du segment particulier du public touché par la décision et du but de l'article de la *Loi*. À leur avis, le fait de tenir compte de l'intérêt public fera en sorte que l'Office prendra en considération tous les éléments pertinents au moment de statuer sur le fond de la demande, y compris l'impact du transfert sur les producteurs pétroliers, les expéditeurs, les consommateurs, les gouvernements, les citoyens et toute autre personne. Dans son évaluation, l'Office doit supputer les effets négatifs possibles ou attendus découlant du retrait des installations pipelinières du service de transport de gaz par rapport aux avantages d'utiliser les installations pour le transport de pétrole.

---

5 [2006] 1 R.C.S. 140. ATCO Gas and Pipelines Ltd. (ATCO) a demandé à l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) l'autorisation de vendre des bâtiments et un terrain situés à Calgary, puisque les biens n'étaient plus utilisés ni utiles pour fournir un service public, ni susceptibles de l'être. Convaincue que la vente ne causerait aucun préjudice aux clients, l'EUB a approuvé la transaction. Dans une deuxième décision, l'EUB a conclu qu'elle avait le pouvoir d'autoriser l'aliénation projetée et que le profit réalisé pouvait être réparti entre les clients et les actionnaires. Cette deuxième décision a été portée devant la Cour d'appel de l'Alberta, qui l'a annulée, puis a renvoyé l'affaire à l'EUB, en lui enjoignant d'attribuer à ATCO la totalité du produit net. L'affaire a ensuite été portée devant la Cour suprême du Canada, qui a rejeté l'appel.

6 Office national de l'énergie, *Guide de dépôt de l'Office national de l'énergie*, chapitre 1, p. 1-1.

Les demandeurs ont allégué que la décision relative à l'affaire *ATCO* ne s'applique pas à la demande visée aux présentes pour trancher la question de la norme de réglementation applicable et ce, pour plusieurs raisons. D'abord, les demandeurs ont souligné que la question à l'étude dans l'affaire *ATCO* portait plutôt, une fois déterminée l'absence de préjudice, sur le fait que l'EUB pouvait tout de même affecter une partie du produit de la vente aux clients. Dans l'affaire *ATCO*, aucune décision n'a été prise concernant l'interprétation de la Loi sur l'ONÉ, pas plus qu'à l'égard de l'application du critère de l'absence de préjudice par l'EUB, qui a fait l'objet d'une décision à part entière. Les demandeurs ont soutenu par conséquent que l'affaire *ATCO* n'a pas force exécutoire sur la présente affaire.

Les demandeurs ont fait valoir que le cadre législatif étudié par la Cour suprême dans l'affaire *ATCO* est différent de celui qui régit l'ONÉ. Ils ont souligné que pour interpréter une disposition particulière, il faut tenir compte du reste de la loi et ensuite, « du contexte qui colore les mots et du cadre législatif »[7]. Pour appuyer leur argument, les demandeurs ont attiré l'attention de l'Office sur le passage suivant de l'affaire *Bell Canada*[8], tel qu'il a été cité dans l'affaire *ATCO* :

> Les pouvoirs d'un tribunal administratif doivent évidemment être énoncés dans sa loi habilitante, mais ils peuvent également découler implicitement du texte de la loi, de son économie et de son objet. Bien que les tribunaux doivent s'abstenir de trop élargir les pouvoirs de ces organismes de réglementation par législation judiciaire, ils doivent également éviter de les rendre stériles en interprétant les lois habilitantes de façon trop formaliste.

L'« approche moderne » d'E.A. Driedger en matière d'interprétation des lois décrit dans son ouvrage intitulé *Construction of Statutes*[9], a également été citée :

> [*Traduction*] Aujourd'hui il n'y a qu'un seul principe ou approche : il faut lire les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur.

Selon les demandeurs, si l'Office interprète l'article 74 de la *Loi* de manière indépendante, au lieu de supposer tout simplement que le critère de l'absence de préjudice sur lequel est basée la décision relative à l'affaire *ATCO* s'applique à la demande de transfert, il doit nécessairement décider d'appliquer la norme de réglementation de l'intérêt public.

La deuxième raison pour laquelle les demandeurs estiment que leur demande se distingue de l'affaire *ATCO* tient au fait que celle-ci traite tout spécialement de l'interprétation du sous-alinéa 26(2)*d)*(i) de la loi de l'Alberta sur les services de gaz (*Alberta Gas Utilities Act* ou AGUA), selon le contexte législatif et le mandat de l'EUB et non pas celui de l'ONÉ. Par ailleurs, bien que la Cour suprême du Canada ait déterminé que suivant l'AGUA, le mandat

---

7 *ATCO*, *supra* note 5 au para. 49.

8 *Bell Canada c. Canada (Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes)*, [1989]1 R.C.S. 1722 au para. 50.

9 Elmer A. Driedger, *Construction of Statutes*, 2e éd., Toronto, Butterworths, 1983, tel que cité dans *ATCO*, *supra* note 5, au para. 37.

principal de l'EUB à l'égard des entreprises de service public est l'établissement de tarifs[10], les fonctions de l'ONÉ sont beaucoup plus larges. En effet, l'ONÉ est régi par une loi différente et applique un régime de réglementation complètement distinct. La Loi sur l'ONÉ est une loi complète en soi, qui prévoit une large gamme de fonctions visant, par exemple, des installations, des tarifs et des questions environnementales. D'après les demandeurs, un mandat aussi large est un argument en faveur d'une interprétation élargie du critère d'évaluation. L'interprétation des lois dans le cadre de l'affaire *ATCO* ne peut donc pas s'appliquer directement à l'Office.

Les demandeurs estimaient en outre que les tribunaux ont déjà établi que l'Office jouit du pouvoir discrétionnaire nécessaire pour définir les facteurs dont il tiendra compte pour rendre ses décisions et qu'il n'est pas limité par la formulation exacte de la *Loi* pour définir ces facteurs[11].

Les demandeurs ont également rejeté la suggestion de BCDENS selon laquelle la partie V de la *Loi* diffère des parties III et IV, du fait qu'elle met l'accent sur ce que les sociétés pipelinières peuvent faire ou non plutôt que sur les pouvoirs de l'Office en matière de certification des installations et d'établissement des droits et tarifs. Les demandeurs ont soutenu qu'il n'est pas justifié de traiter différemment une contrainte réglementaire imposée aux actions d'une société privée, pour la seule raison que la contrainte paraît dans la partie V, plutôt que dans les parties III ou IV. Du reste, le fait d'appliquer un critère étroit comme celui de l'absence de préjudice serait contraire à l'approche habituellement large de l'Office. Les demandeurs étaient persuadés que si le législateur fédéral avait eu l'intention de faire appliquer une norme différente à la partie V, il l'aurait précisé. Il va donc de soi, selon eux, que la norme applicable aux termes de la partie V de la *Loi* doit être la même que dans le reste du texte de loi. Les demandeurs ont enfin cité l'article 12 de la *Loi* suivant lequel l'Office a le pouvoir légal d'appliquer la norme de l'intérêt public à l'article 74.

Les demandeurs ont conclu que l'application du critère de l'absence de préjudice pour les expéditeurs n'est pas logique, car les effets du transfert sur les expéditeurs ne peuvent être le seul facteur à considérer. Les demandeurs ont donné à l'Office l'exemple d'une situation où les clients ne subiraient aucun préjudice en raison d'une vente, mais où il faudrait tenir compte d'importantes questions environnementales, socio-économiques ou de sécurité.

De l'avis de ConocoPhilips, CNR et SEMI (conjointement, le groupe d'expéditeurs de Keystone), l'Office doit adopter une approche englobante et souple pour étudier la demande aux termes de l'article 74 de la *Loi* et évaluer l'ensemble du bien public que la demande peut susciter ainsi que les effets négatifs. L'Office doit soupeser les effets négatifs attendus ou possibles résultant du retrait des installations du service de transport gazier par rapport aux avantages de convertir les installations au service de transport pétrolier. Dans son examen de l'autorisation demandée, l'Office doit également soupeser tous les faits et circonstances pertinents, en fonction de ce qui est raisonnable.

---

10 *ATCO*, *supra* note 5 au para.60.

11 *Sumas Energy 2, Inc. c. Canada (Office national de l'énergie)*, [1985] A.C.F. nº 1895 (C.A.F.); *Nakina (Canton) c. Cie des chemins de fer nationaux du Canada*, [1986] A.C.F. nº 426 (C.A.F.) et *Québec (Procureur général) c. Canada (Office national de l'énergie)*, [1984] 1 R.C.S. 159.

Le groupe d'expéditeurs de Keystone a par ailleurs fait remarquer que l'affaire *ATCO* traitait d'une loi différente où l'entreprise de service public est une société de distribution locale. Le groupe a ajouté que dans les circonstances présentes, rien n'est comparable de près ou de loin, que ce soit dans la *Loi* ou dans les décisions antérieures de l'Office, au critère de l'absence de préjudice. Enfin, le groupe a expliqué son rejet du critère de l'absence de préjudice par le raisonnement de l'Office dans l'instance MH-3-2000 relativement à la société Pipelines Trans-Nord Inc.[12] Le groupe d'expéditeurs s'est dit d'accord avec les observations des demandeurs sur les raisons pour lesquelles l'affaire *ATCO* est différente de l'affaire visée aux présentes.

Bien que le SCEP ait affirmé que l'Office, selon les éléments de preuve devant lui, n'avait pas la compétence de rendre une décision à l'égard de la demande, il a déclaré que le seuil, en matière de réglementation, est l'intérêt public canadien. Le SCEP a prié l'Office de ne pas assimiler les intérêts du secteur pétrolier et gazier à ceux de l'intérêt public canadien.

Pour sa part, le groupe BCDENS a demandé à l'Office de déterminer que le critère approprié pour examiner la demande de transfert des installations de la canalisation 100-1 est celui de l'absence de préjudice pour les expéditeurs du réseau principal.

En effet, le groupe BCDENS était d'avis que la partie V de la *Loi*, en vertu de laquelle la demande en l'espèce a été présentée, n'énonce pas explicitement la norme applicable à l'examen de la demande. Il a ajouté que les demandes aux termes de la partie V de la *Loi* sont assujetties à une norme différente de celle à laquelle sont assujetties les demandes présentées aux termes des parties III ou IV de la *Loi*.

En ce qui a trait à la partie III de la *Loi*, BCDENS ont reconnu que le législateur fédéral a conféré à l'Office un très grand pouvoir discrétionnaire. Les tribunaux ont confirmé que la seule limite apparente à ce pouvoir, lorsqu'il s'agit d'une demande visant des installations, est que l'Office doit agir en toute bonne foi[13]. BCDENS ont allégué que, parallèlement, l'Office est investi d'un grand pouvoir discrétionnaire à l'égard des demandes visant les droits et tarifs qui sont présentées aux termes de la partie IV de la *Loi*[14].

Le groupe BCDENS a toutefois estimé que la partie V de la *Loi* est passablement différente des parties III et IV, en ce qu'elle traite des pouvoirs des sociétés pipelinières plutôt que des pouvoirs de l'Office à l'égard de la certification des installations et de l'établissement des tarifs. L'Office a, bien entendu, un rôle à jouer relativement à la partie V : dans certains cas, son autorisation ou son approbation est requise pour permettre à une société pipelinière d'exercer un pouvoir. BCDENS ont fait valoir que contrairement aux parties III et IV, où l'intention du législateur

---

12 Motifs de décision MH-3-2000 de l'Office national de l'énergie, Trans-Northern Pipelines Inc. (suspension des services), novembre 2000 – Le groupe d'expéditeurs de Keystone a déclaré que dans cette affaire, l'Office avait approuvé une demande en vue de la suspension de certains services et ce, malgré des appréhensions que cela causerait un préjudice financier à un expéditeur. Le groupe d'expéditeurs de Keystone a soutenu que cette affaire est un exemple de la manière dont l'Office a approuvé les modifications opérationnelles de pipelines après avoir soupesé les facteurs pertinents pour définir l'intérêt public.

13 *Memorial Gardens Assn. (Can.) Ltd. c. Colwood Cemetery Co.*, [1958] R.C.S. 353; *Canadian National Railways c. Canada Steamship Lines Limited*, [1945] 3 D.L.R. 417.

14 Motifs de décision OH-1-79 de l'Office national de l'énergie, Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., janvier 1980; *TransCanada Pipelines Ltd. c. Canada (Office national de l'énergie)*, [2004] A.C.F. n° 654 (C.A.F.); *Flint Hills Resources, Ltd. c. Canada (Office national de l'énergie)*, [2006] F.C.J. n° 1489 (C.A.F.).

fédéral est que l'Office examine les demandes à la lumière de l'intérêt public, son intention dans la partie V est de conférer à l'Office le pouvoir d'approuver une vente dans un but particulier seulement, à savoir protéger les consommateurs de service public des effets négatifs. BCDENS ont soutenu que ce mandat bien précis visant l'intérêt public a été confirmé par la Cour suprême du Canada dans l'affaire *ATCO*.

De l'avis de BCDENS, dans l'affaire *ATCO*, la Cour a tenu compte du sous-alinéa 25(2)*d)*(i) de l'AGUA et ce sous-alinéa est, à toutes fins utiles, le même que l'alinéa 74(1)*a)* de la *Loi*. BCDENS ont donc soutenu que selon la Cour, l'approbation réglementaire de la vente d'un bien appartenant à une société de service public est nécessaire pour protéger les consommateurs du service public. BCDENS ont fait valoir que la question étudiée dans l'affaire *ATCO* était de savoir si une autorité de réglementation, dans son examen d'une demande visant la vente d'un terrain, peut diviser le profit réalisé à la vente entre les actionnaires et les clients. Le groupe a soutenu qu'au moment de trancher la question, la Cour a dû établir l'intention du législateur lorsqu'il a conféré à l'organisme de réglementation le pouvoir d'approuver la vente d'un bien appartenant à une société de service public. BCDENS ont prié l'Office de reconnaître que l'intention du législateur, en imposant l'exigence d'obtenir l'approbation de l'organisme de réglementation pour vendre un actif, est de veiller à ce que les clients de la société de service public ne subissent aucun préjudice. C'est là le critère qui s'applique au paragraphe 26(2) de l'AGUA et qui doit s'appliquer à la demande présentée aux termes de l'alinéa 74(1)*a)* de la *Loi*.

BCDENS ont également fait valoir qu'une lecture du *Guide de dépôt* de l'Office amène le lecteur à la même conclusion qu'une lecture de l'affaire *ATCO* : le critère à appliquer pour examiner la vente des installations de la canalisation 100-1 est celui de l'absence de préjudice pour les expéditeurs du réseau principal. La Rubrique R du *Guide de dépôt* traite du transfert de propriété, ainsi que de la cession, prise à bail ou fusion suivant trois scénarios : installations réglementées par l'ONÉ qui cesseront de l'être [demande indépendante en vertu de l'alinéa 74(1)*a)* de la *Loi* : autorisation de vendre]; installations non réglementées par l'ONÉ qui le deviendront [demande indépendante en vertu de l'alinéa 74(1)*b)* de la *Loi*: autorisation d'acheter] et installations réglementées par l'ONÉ qui continueront de l'être. Selon BCDENS, il s'ensuit que le critère à appliquer à une opération où l'actif visé au moment de la demande est réglementé par l'ONÉ mais cessera de l'être après la vente est celui de l'absence de préjudice, comme dans l'affaire *ATCO*. En revanche, dans le cas où l'actif visé n'est pas réglementé par l'ONÉ au moment de la demande mais le deviendra après la vente, le critère à appliquer doit être celui de l'intérêt public, parce qu'il faudra déterminer s'il est dans l'intérêt public de continuer à exploiter les installations et que la demande d'autorisation d'achat pourrait être accompagnée d'une demande concurrente aux termes de la partie III de la *Loi*, en vue d'exploiter les installations sous la supervision de l'Office. En ce qui concerne des installations réglementées par l'ONÉ qui continueront de l'être après l'opération, les critères à appliquer à une demande d'autorisation de vendre et à une demande d'autorisation d'acheter sont les mêmes : l'alinéa 74(1)*a)* entraîne l'application du critère de l'absence de préjudice tandis que l'alinéa 74(1)*b)* entraîne l'application de la norme de l'intérêt public.

Par conséquent, BCDENS ont estimé qu'en ce qui a trait à l'alinéa 74(1)*a)*, l'Office ne peut appliquer d'autre critère que celui de l'absence de préjudice. Qui plus est, l'application de tout autre critère constituerait une erreur de droit.

Pour sa part, le ministre de l'Énergie de l'Ontario (Ontario) a argué qu'une demande présentée aux termes de l'article 74 doit être examinée en fonction de l'intérêt public, même si l'article 74 ne l'énonce pas en toutes lettres. Il a déclaré que le lien entre la norme de l'intérêt public et l'article 74 se trouve dans l'établissement de la compétence générale de l'Office à l'article 12 de la *Loi*. L'Ontario a toutefois interprété l'intérêt public d'une manière plus étroite que les demandeurs. En effet, il a soutenu, sur la foi de l'affaire *ATCO*, que si le transfert présente un préjudice ou un risque de préjudice au sens large, l'Office doit agir dans l'intérêt public pour protéger les consommateurs, c'est-à-dire tant les expéditeurs du réseau principal que les consommateurs ultimes.

Opinion de l'Office

Les parties en faveur du critère de l'absence de préjudice ont fait valoir que l'Office commettrait une erreur de droit s'il n'appliquait pas à la demande de transfert les conclusions de la Cour dans l'affaire *ATCO*. L'Office n'est toutefois pas convaincu que la décision dans l'affaire *ATCO* soit pertinente pour déterminer le critère à appliquer à l'examen d'une demande aux termes de l'article 74 de la *Loi*.

L'affaire *ATCO* est en fait l'appel d'une décision de l'EUB selon laquelle le produit de la vente d'un terrain devait être réparti entre les actionnaires de l'entreprise de service public et les clients. Le critère appliqué pour déterminer s'il fallait autoriser la vente du terrain n'était pas en cause devant la Cour suprême. C'est plutôt l'EUB qui avait décidé de cet aspect de son processus, dans le cadre d'une instance antérieure dont la décision n'a pas fait l'objet d'un appel. En conséquence, l'Office est d'avis que dans l'affaire *ATCO*, la question du critère à appliquer n'a pas été portée devant la Cour suprême et que celle-ci n'a pas eu à rendre de décision relativement au critère à appliquer à une demande soumise aux termes de l'alinéa 74 (1)*a)* de la *Loi*.

L'Office est toutefois d'accord avec l'approche de l'interprétation des lois adoptée par la Cour dans l'affaire *ATCO*, lorsque, faisant référence à l'affaire *Bell Canada* et à Driedger, elle a déclaré qu'il était nécessaire de :

> tenir compte du contexte qui colore les mots et du cadre législatif. L'objectif ultime consiste à dégager l'intention manifeste du législateur et l'objet véritable de la loi tout en préservant l'harmonie, la cohérence et l'uniformité des lois en cause[15].

Si l'Office interprète une disposition donnée en fonction de ces paramètres, il ne peut pas être d'accord avec l'argument avancé par BCDENS à l'effet que l'interprétation du sous-alinéa 26(2)*d)*(i) de l'AGUA dans l'affaire *ATCO* s'applique de manière interchangeable à

15 *ATCO*, *supra* note 5 au para. 49.

l'alinéa 74(1)*a)* de la *Loi*. Certes, les deux dispositions sont formulées de manière similaire, mais le contexte général de l'article 74 et de la *Loi* en général est très différent de celui de l'article 26 de l'AGUA. S'il est vrai que la Cour a jugé que la fonction principale autorisée par l'AGUA est l'établissement de tarifs, la *Loi* n'est pas aussi limitative. En vertu de son mandat, l'Office doit examiner un grand nombre de questions dont la sécurité, l'ingénierie, l'environnement et les droits des propriétaires, en plus des aspects économiques et des droits; autant de questions qui se rapportent à l'intérêt public.

BCDENS ont également fait valoir que la partie V de la *Loi* ne comporte pas de norme à laquelle l'Office doit se conformer pour évaluer les demandes qui lui sont présentées. Selon le groupe, l'affaire *ATCO* dicte une telle norme, soit l'absence de préjudice pour les clients. L'Office ne voit toutefois rien qui justifie l'argument selon lequel la partie V de la *Loi* pourrait être différente des parties III ou IV en ce qui a trait aux normes à appliquer à ses décisions. Par ailleurs, l'Office n'admet pas l'allégation voulant qu'une demande aux termes de l'alinéa 74(1)*b)*, même si celui-ci se trouve aussi dans la partie V, exige d'appliquer la norme de l'intérêt public sous prétexte que la demande pourrait, par exemple, être accompagnée d'une demande aux termes de la partie III de la *Loi*, tandis que cette même norme ne s'appliquerait pas à une demande en vertu de l'alinéa 74(1)*a)*. L'Office n'est en outre pas convaincu par les observations à l'effet que son mandat pourrait être limité suivant l'orientation donnée dans le *Guide de dépôt* en matière de présentation des demandes aux termes de l'article 74.

L'Office estime pour sa part que dans la *Loi*, le législateur lui a donné une orientation explicite quant au critère à appliquer aux demandes en vertu de l'article 74. La partie I de la *Loi* constitue l'Office national de l'énergie et précise ses pouvoirs. Selon l'Office, l'article 12 de la *Loi*, lorsqu'il est examiné en conformité avec les principes de l'interprétation des lois suggérés par Driedger et la Cour suprême, exige de l'Office qu'il évalue la demande de transfert en fonction de l'intérêt public. Pour remplir son mandat, l'Office doit donc examiner les demandes à la lumière d'un critère plus large que le préjudice pour les expéditeurs qui utilisent le gazoduc.

L'application du critère proposé de l'absence de préjudice serait d'ailleurs contraire aux nombreuses décisions de l'Office et des tribunaux, lesquels ont statué que l'Office dispose d'un grand pouvoir discrétionnaire pour déterminer ce qui est pertinent dans l'exercice de son mandat. Si l'Office faisait sienne l'interprétation étroite que les parties en faveur du critère de l'absence de préjudice le prient d'adopter, cela l'obligerait à favoriser automatiquement l'intérêt des expéditeurs et d'exclure l'intérêt d'autres personnes ou d'autres facteurs d'intérêt public, ce qui rendrait stérile le

large mandat que lui a conféré le Parlement[16]. Certes, l'intérêt des expéditeurs gaziers revêt une grande importance dans l'affaire visée aux présentes, mais cet intérêt n'est pas le seul facteur que l'Office doit examiner. L'Office a le devoir d'examiner tous les éléments qui concernent l'intérêt public et ce, dans chaque affaire dont il est saisi. Tel qu'il l'a déclaré dans sa décision relative à la demande de Sumas Energy 2, Inc. :

> Selon l'Office, les facteurs à prendre en considération sous le régime de la Loi sur l'ONÉ et les critères à appliquer pour en arriver à une décision concernant l'intérêt public ou le caractère d'utilité publique d'un projet peuvent varier selon la demande, le lieu, le produit en cause, les segments de population touchés par la décision et l'objet des dispositions pertinentes de la Loi sur l'ONÉ[17].

Aussi, et contrairement aux commentaires de BCDENS à l'effet que l'Office commettrait une erreur de droit s'il n'appliquait pas le critère de l'absence de préjudice, l'Office estime-t-il que c'est plutôt le fait de se limiter à cette seule considération qui lui ferait commettre une erreur de droit. En effet, cela reviendrait à un manquement aux pouvoirs qui lui ont été conférés d'examiner les grands éléments décrits à l'article 12 de la *Loi* et qui relèvent implicitement de sa compétence générale.

Par conséquent, l'Office juge que la norme de réglementation applicable à la demande de transfert visée aux présentes est celle de l'intérêt public.

---

16 *Bell Canada*, *supra* note 8.

17 Motifs de décision EH-1-2000 de l'Office national de l'énergie, Sumas Energy 2, Inc. (installations), mars 2004, à la p. 11.

Chapitre 3

Offre d'énergie, marchés et pipelines

Dans le cadre de leur preuve, les demandeurs et les intervenants ont présenté, à l'appui de leurs positions respectives, des renseignements sur l'offre dans l'Ouest canadien et sur les marchés et le transport par pipelines du pétrole brut et du gaz en Amérique du Nord.

La preuve présentée au sujet des marchés du pétrole brut était centrée sur la production de pétrole brut dans l'Ouest canadien, et notamment sur la hausse prévue de l'offre de pétrole brut lourd extrait des sables bitumineux du nord de l'Alberta. Une preuve a aussi été produite sur la capacité des raffineries, établies dans les marchés de l'Ouest canadien et des États-Unis, d'absorber l'accroissement projeté de la production de pétrole brut, ainsi que sur le besoin d'ajouter une capacité d'oléoduc à partir du BSOC pour expédier les volumes supplémentaires attendus de pétrole brut vers les marchés d'exportation.

La preuve produite au sujet des marchés du gaz comprenait des prévisions relatives à l'offre de gaz naturel qui serait accessible au réseau principal dans l'Ouest canadien, y compris les ressources en gaz classique et non classique du BSOC et la production future potentielle du nord du Canada et de l'Alaska. Une preuve a été présentée également sur la demande de gaz naturel dans l'Ouest canadien et dans d'autres marchés que le réseau principal dessert dans l'Est du Canada et aux États-Unis. Se fondant sur leurs analyses de l'offre et de la demande de gaz naturel dans les régions desservies par le réseau principal, les parties ont présenté leurs vues sur le flux de gaz naturel hors du BSOC et sur sa répartition entre les divers pipelines de gaz naturel qui partent du bassin, y compris le réseau principal.

3.1 Pétrole brut de l'Ouest canadien

À l'appui de leur demande, les demandeurs ont présenté un rapport produit par la firme Purvin & Gertz Inc. (Purvin & Gertz ou P&G), en date du 2 juin 2006, intitulé *Outlook for Crude Oil Exports and Pipeline Capacity from Western Canada* (perspectives relatives à l'exportation de pétrole brut et à la capacité pipelinière à partir de l'Ouest canadien). Le rapport de Purvin & Gertz contenait des prévisions de la production de pétrole brut dans le BSOC pour la période de 2005 à 2016. Il traitait également des débouchés pour l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien, des enjeux liés au transport du pétrole et des répercussions que des contraintes du point de vue du transport et de l'accès aux marchés pourraient avoir sur les producteurs de pétrole brut de l'Ouest. Les auteurs ont conclu qu'à défaut d'une capacité pipelinière supplémentaire pour acheminer les exportations de pétrole brut hors du BSOC d'ici la fin de 2009, il serait généralement nécessaire de vendre le pétrole brut de l'Ouest canadien, spécialement le pétrole brut lourd, à des prix de rabais, à cause des contraintes sur le plan du transport, et que ceci pourrait avoir des conséquences défavorables sur les niveaux de production du pétrole brut. À la lumière de la preuve présentée dans le rapport de Purvin & Gertz et de l'état d'avancement des projets de pipelines d'exportation de pétrole actuellement envisagés, les demandeurs ont soutenu

que le pipeline Keystone est la seule proposition qui offre la possibilité de fournir la nouvelle capacité d'oléoduc nécessaire d'ici la fin de 2009.

Le rapport de Purvin & Gertz indiquait qu'il y avait lieu de s'attendre à un recul de la production de pétrole brut classique au cours de la période de prévision, mais que cette baisse serait largement compensée par l'accroissement prévu de la production à partir des sables bitumineux. Comme le montre le tableau 3-1, les projections fournies dans le rapport laissaient entrevoir une augmentation de près de 37 % de la production totale de pétrole brut dans l'Ouest canadien, par rapport au niveau de 2005, qui atteindrait un volume estimatif de 467,9 $10^3m^3/j$ (2,9 Mbpj) d'ici 2010. Les prévisions de 2006 de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) sont présentées à titre comparatif car parmi les données fournies, elles étaient les seules dont le niveau de détail était semblable à celui des prévisions de Purvin & Gertz.

Tableau 3-1
Prévision de la production de pétrole brut dans l'Ouest canadien, 2005-2010
Milliers de mètres cubes par jour (milliers de barils par jour)

Source du pétrole	2005		2010		Variation	
	P&G	ACPP	P&G	ACPP	P&G	ACPP
Pétrole brut classique et condensats	191,7 (1 206)	192,8 (1 213)	172,7 (1 086)	169,2 (1 064)	- 19,1 (-120)	-23,7 (-149)
Sables bitumineux	150,4 (946)	157,4 (991)	295,2 (1 857)	342,0 (2 151)	+ 144,8 (+911)	+184,6 (+1 561)
Total	**342,1** **(2 152)**	**350,4** **(2 204)**	**467,9** **(2 943)**	**511,1** **(3 215)**	**125,8** **(791)**	**160,9** **(1412)**

Note : La somme des chiffres peut ne pas égaler les totaux indiqués à cause de l'arrondissement.

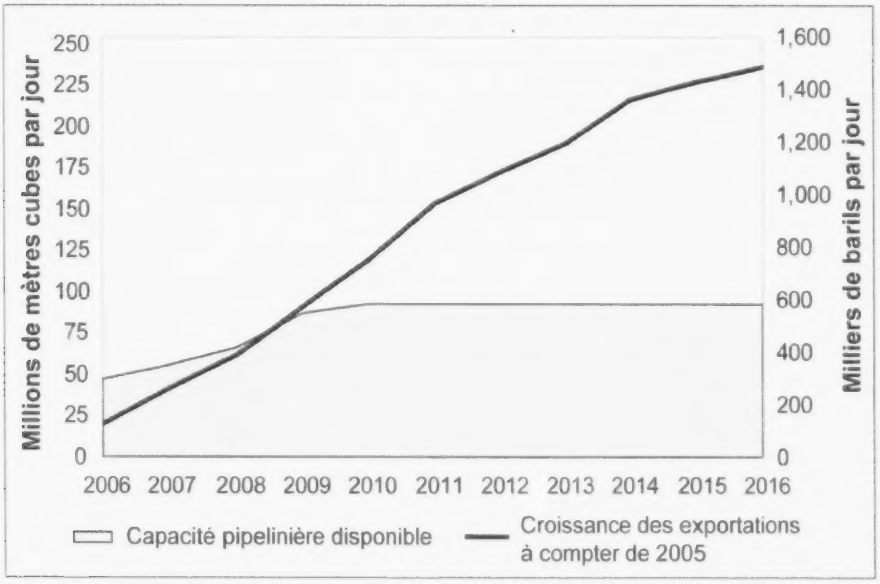
En comparant ses prévisions de la production de pétrole tirée des sables bitumineux avec celles qui ont été publiées par l'ACPP, Enbridge Inc. et l'EUB, Purvin & Gertz a noté qu'il y avait consensus général sur le fait que la production de pétrole de sources classiques diminuera jusqu'en 2016. De même, toutes les prévisions laissaient entrevoir une croissance appréciable de la production de pétrole brut à partir des sables bitumineux, bien que l'écart entre les prévisions s'accentuait après 2010. Malgré l'incertitude entourant les prévisions au-delà de 2010, Purvin & Gertz a soutenu que, puisque l'on connaît un bon nombre des projets d'extraction des sables bitumineux dont la mise en exploitation est prévue d'ici 2010, la croissance de la production à partir des sables bitumineux jusqu'à cette date est une quasi-certitude.

L'offre totale de pétrole brut venant du BSOC trouve deux débouchés : la demande intérieure et le marché d'exportation. Selon Purvin & Gertz, les huit raffineries de l'Ouest canadien, ayant une capacité totale de traitement du brut de 96,1 $10^3m^3/j$ (604,7 kbpj), ont compté pour environ 92,8 $10^3m^3/j$ (584,0 kbpj) de la demande intérieure de pétrole brut en 2005. Suivant son hypothèse que les quantités de brut traitées augmenteront en moyenne de 1,5 % par année au cours de la période de prévision, Purvin & Gertz a conclu qu'il faudrait que la majeure partie de la croissance escomptée de la production à partir des sables bitumineux soit absorbée par les marchés d'exportation. Le rapport de Purvin & Gertz mentionnait comme marché cible du pipeline Keystone six raffineries dans le sud du PADD II dont la capacité combinée de

traitement du brut se chiffre à 183,1 $10^3m^3/j$ (1,2 Mbpj) et notait que la capacité de traitement dans ce secteur de marché pourrait s'accroître vu que les exploitants de plusieurs des raffineries en question sont en voie de construire des installations, ou prévoient le faire, pour pouvoir traiter plus de pétrole brut canadien. Purvin & Gertz a aussi souligné que le pipeline Keystone pourrait aider à pénétrer les marchés du PADD III, grâce à un prolongement prévu depuis la jonction Platte (Nebraska) jusqu'à Cushing (Oklahoma) (voir la figure 1-1).

Purvin & Gertz estimait que la capacité libre totale pouvant servir au transport de pétrole brut hors de l'Ouest Canadien se chiffrait à environ 47,7 $10^3m^3/j$ (300,0 kbpj) en 2005 et que, de ce volume, une capacité de quelque 28,9 $10^3m^3/j$ (182,0 kbpj) pouvait être affectée au pétrole brut lourd. Sur la foi de cette estimation, et de sa prévision de l'offre et de la demande de pétrole brut dans l'Ouest canadien, Purvin & Gertz a laissé entendre qu'une capacité d'oléoduc supplémentaire serait requise à l'exportation d'ici 2009. Selon les prévisions, le besoin de capacité dépasserait 63,6 $10^3m^3/j$ (400,0 kbpj) d'ici 2012 et passerait à 143,0 $10^3m^3/j$ (900,0 kbpj) d'ici 2016. La figure 3-1 illustre comment Purvin & Gertz envisage le décalage attendu entre les exportations prévues de brut de l'Ouest et la capacité pipelinière estimative disponible à l'exportation.

Figure 3-1
Comparaison de la croissance prévue des exportations de pétrole brut à compter de 2005 et de la capacité pipelinière disponible à partir du BSOC



Purvin & Gertz ont soutenu qu'un surplus d'offre de pétrole brut par rapport à la capacité pipelinière disponible à l'exportation se traduit généralement par des rabais sur les prix. Le rapport laissait entendre que le pétrole brut canadien était sous-évalué par rapport aux produits concurrents à cause de la saturation des marchés actuellement accessibles, et que ceci reflète des contraintes de capacité sur le plan du raffinage et du transport pipelinier. Pour étayer cette assertion, Purvin & Gertz a noté qu'au début de 2006, lorsqu'il n'existait qu'une capacité pipelinière limitée pour le transport du pétrole brut léger, le prix du brut léger canadien avait subi

des rabais par rapport au West Texas Intermediate, le brut léger de référence à Cushing (Oklahoma). De plus, le rapport notait qu'en 2005 et au début de 2006, le prix à Hardisty (Alberta) du Lloydminster Blend, un brut lourd de référence au Canada, a subi de forts rabais par rapport au cours d'un brut lourd similaire, le Mexican Maya, coté à Wood River (Illinois). Pendant la même période, l'écart de prix léger-lourd canadien était nettement plus grand que l'écart de prix léger-lourd observé sur la côte américaine du golfe du Mexique.

Purvin & Gertz a également indiqué qu'une fois que la capacité disponible pour acheminer le brut aux marchés de prédilection est épuisée, les expéditeurs peuvent toujours utiliser des pipelines à destination de marchés moins désirables, mais que si toute la capacité pipelinière est prise, le pétrole brut doit rester inexploité.

Les demandeurs ont souligné que le rapport de Purvin & Gertz démontre qu'il faut disposer d'une capacité supplémentaire pour le transport du pétrole brut hors du BSOC d'ici la fin de 2009 et que si la capacité des oléoducs d'exportation était insuffisante, cela pourrait entraîner comme conséquences que l'exploitation des sables bitumineux pourrait vraisemblablement ralentir, qu'une partie du potentiel de production de pétrole pourrait rester inexploitée et que les prix obtenus pour le pétrole brut de l'Ouest canadien seraient inférieurs à ce qu'ils seraient dans un contexte où il existe une capacité de transport adéquate. Ils ont soutenu, de plus, que parce que le pipeline Keystone jouit du soutien d'expéditeurs qui se sont engagés vis-à-vis du projet, et que le processus d'approbation réglementaire du projet a déjà débuté, c'est le pipeline qui pourrait atténuer le plus rapidement le manque de capacité d'oléoduc que prédit Purvin & Gertz. Ils ont argué qu'aucun autre des projets mis de l'avant n'avait présenté le même potentiel d'être prêt pour la date de mise en service proposée de fin 2009.

SEMI s'est présentée comme un expéditeur qui avait souscrit de la capacité sur le pipeline Keystone proposé. Elle a produit des prévisions établies par l'ACPP qui corroboraient la conclusion des demandeurs selon laquelle la capacité de transport de pétrole brut hors du BSOC deviendrait déficitaire avant le début de 2010 et soutenaient le point de vue que le pipeline Keystone offrirait aux expéditeurs un accès garanti à des marchés américains ayant la capacité de raffinage nécessaire pour traiter le pétrole brut extrait des sables bitumineux. SEMI a déclaré, de plus, que même avec l'ajout de la capacité du pipeline Keystone, d'autres projets, tels que TMX-2[18], un prolongement proposé du pipeline Keystone et TMX-3[19], seraient toujours nécessaires pour répondre à la demande de capacité d'exportation jusqu'au début de 2013. SEMI a ajouté qu'à titre de substituts à ces projets, ou en plus de ceux-ci, d'autres projets envisagés à l'heure actuelle, tels que les projets Gateway[20] et Alberta

---

18 TMX-2 est un projet d'agrandissement de Kinder Morgan Canada Inc. (auparavant Terasen Pipelines) qui ajouterait 15,9 $10^3m^3/j$ (100,0 kbpj) de capacité dans le réseau pipelinier Trans Mountain d'ici 2010. Le projet consiste à aménager deux pipelines de doublement : un d'Edmonton à Edson (Alberta) et un autre de Hargreaves à Darfield (Colombie-Britannique).

19 TMX-3 est un autre agrandissement proposé du réseau pipelinier Trans Mountain qui doublerait la canalisation située entre Kamloops et Sumas (Colombie-Britannique). Cet agrandissement ajouterait une capacité supplémentaire de 47,7 $10^3m^3/j$ (300,0 kbpj) dans le réseau d'ici 2012.

20 Le pipeline Gateway proposé s'étendrait du comté de Strathcona (Alberta) jusqu'à un terminal maritime situé à Kitimat (Colombie-Britannique). Les expéditions de pétrole brut seraient ensuite transportées par pétrolier en Chine, vers d'autres marchés de la région Asie-Pacifique et en Californie. La mise en service du pipeline est prévue pour entre 2012 et 2014.

Clipper[21] d'Enbridge Pipelines Inc, le projet de réseau Altex d'Altex Energy Ltd.[22] et un segment nord[23] du réseau pipelinier Trans Mountain, seraient également nécessaires pour combler la demande de capacité pipelinière à la sortie du BSOC.

ConocoPhillips s'est également présentée comme un expéditeur du pipeline Keystone proposé. Elle a soutenu qu'elle compte faire traiter une grande partie de la production supplémentaire de pétrole provenant du projet de sables bitumineux Surmont[24] sur des marchés auxquels le pipeline Keystone donnerait accès et a confirmé qu'elle a l'intention de rehausser la capacité de sa raffinerie Wood River de traiter le pétrole brut canadien, si le pipeline Keystone est construit tel que prévu. Un autre intervenant qui se disait en faveur de la demande de transfert, CNR, a déclaré qu'il n'avait pas signé de contrat à titre d'expéditeur du pipeline Keystone, mais qu'il comptait se servir du pipeline pour expédier du pétrole, s'il était approuvé et construit.

Aucune des parties n'a contesté la prévision de l'offre de pétrole brut que les demandeurs ont présentée ou leur assertion, fondée sur cette prévision, qu'il faut ajouter une nouvelle capacité pipelinière pour l'exportation de pétrole. Toutefois, le CDC a souligné que le rythme effréné du développement des sables bitumineux à Fort McMurray (Alberta) a créé un manque d'infrastructure et confronté les citoyens à une crise du logement. Le CDC a soutenu qu'il faudrait réduire l'échelle de production des projets de sables bitumineux et freiner le rythme de développement.

La prévision de la demande intérieure fournie par Purvin & Gertz n'a pas été mise en doute, mais le CDC a exprimé l'avis qu'expédier le pétrole brut aux États-Unis pour le faire raffiner, puis retourner au Canada le produit raffiné plus cher, mettrait la population canadienne à la merci de l'industrie gazière et pétrolière américaine. Dans le même ordre d'idées, le SCEP a soutenu que le projet Keystone pourrait tronquer les approvisionnements à la disposition des raffineries et des sociétés pétrochimiques canadiennes, et donc nuire au développement futur de ces industries au Canada. Le SCEP a soutenu, de plus, que l'approbation de la demande de transfert pourrait priver le Canada d'une occasion d'assurer la transformation à valeur ajoutée de ressources énergétiques canadiennes avant leur exportation aux marchés des États-Unis. Il a produit une preuve, préparée à son intention par la société Informetrica Limited (Informetrica), qui indiquait que l'approbation du transfert pourrait donner lieu à l'exportation de pétrole brut qui, autrement, serait peut-être traité par de nouvelles usines de valorisation et raffineries au Canada. Selon la preuve d'Informetrica, ceci pourrait représenter au Canada la perte de 18 000 emplois potentiels par année.

---

21 Le projet Alberta Clipper est un pipeline destiné au transport de pétrole brut qui doit assurer le service entre Hardisty (Alberta) et Superior (Wisconsin); il aurait une capacité estimative de 63,6 $10^3m^3/j$ (400,0 kbpj). Le pipeline est censé être mis en service en fin 2009.

22 Le réseau pipelinier Altex serait un tout nouveau réseau d'oléoduc qui s'étendrait du nord de l'Alberta jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique et aurait une capacité estimative de 39,8 $10^3m^3/j$ (250,0 kbpj).

23 Le TMX-Nord serait un nouveau pipeline situé entre Valemont et Kitimat (Colombie-Britannique) qui augmenterait la capacité d'acheminement hors du BSOC sur le réseau pipelinier Trans Mountain de 63,6 $10^3m^3/j$ (400,0 kbpj).

24 Le projet de sables bitumineux Surmont est situé près de Fort McMurray (Alberta). Il est censé commencer à produire jusqu'à 4,3 $10^3m^3/j$ (27,0 kbpj) à compter de la fin de 2006 et atteindre une production de 15,9 $10^3m^3/j$ (100,0 kbpj) d'ici 2012.

Aucune des parties n'a mis en question la prétention des demandeurs qu'il faut accroître la capacité de transport de pétrole brut d'ici 2009, mais BCDENS et la province de l'Ontario ont fait valoir qu'il existait d'autres options que le projet Keystone, notamment le projet Alberta Clipper ou la construction d'un nouvel oléoduc par TransCanada, qui n'exigeaient pas le retrait d'installations du service de transport gazier. Ces parties ont noté que, selon un communiqué diffusé par Enbridge Pipelines Inc. et la trousse d'information préliminaire que cette dernière a présentée ultérieurement à l'Office, le 24 octobre 2006, la date cible de mise en service du projet Alberta Clipper était le dernier trimestre de 2009, soit la même que celle qui est proposée pour le pipeline Keystone.

Opinion de l'Office

L'Office estime que les prévisions que les demandeurs ont fournies au sujet de l'offre de pétrole sont raisonnables. Il trouve également raisonnables leurs conclusions portant que les projets de sables bitumineux dont la mise en production est prévue d'ici 2010 se réaliseront vraisemblablement, vu leur état d'avancement actuel, et que l'offre de pétrole provenant des sables bitumineux continuera probablement à croître d'une façon appréciable au-delà de cette date. Aucune partie n'a contesté l'hypothèse d'une croissance limitée de l'industrie du raffinage de l'Ouest canadien qui a été avancée par Purvin & Gertz. Par conséquent, l'Office accepte la conclusion selon laquelle une capacité pipelinière supplémentaire sera nécessaire vers la fin de 2009 pour acheminer le pétrole brut hors de l'Ouest canadien.

L'Office prend bonne note des préoccupations exprimées par le SCEP et le CDC au sujet des répercussions possibles sur les collectivités albertaines de l'accroissement de la production de pétrole à partir des sables bitumineux et des conséquences éventuelles pour les industries canadiennes de l'exportation de la production de pétrole brut non valorisée. Toutefois, l'Office juge qu'il s'agit-là de questions de politique publique globale qui relèvent à juste titre du gouvernement fédéral et des provinces, et qui ne sont donc pas pertinentes, à son avis, dans le contexte de l'examen qu'il doit faire de la demande de transfert d'installations et d'approbation d'une base tarifaire.

3.2 Gaz naturel

L'étude du débit présentée par les demandeurs fournissait une fourchette estimative de l'excédent de capacité qui subsisterait sur le réseau principal et dans les pipelines partant du bassin si les installations étaient transférées au projet Keystone. L'étude du débit était composée de deux analyses, dont la première consistait à établir un scénario de base du débit du réseau principal. La deuxième analyse employait une méthode statistique pour tenir compte de l'incertitude entourant l'offre provenant du BSOC, la demande de gaz dans l'Ouest canadien et la part des flux totaux sortant du BSOC (flux hors bassin) qu'obtiendrait le réseau principal, afin de parvenir à une conclusion au sujet de l'incidence que pourrait avoir le retrait du service gazier d'une partie de la capacité du réseau principal. Les principales variables examinées dans l'étude

du débit étaient la quantité de gaz disponible pour être expédiée hors de l'Ouest canadien, compte tenu de l'offre et de la demande de gaz dans cette région, et sa répartition parmi les pipelines partant de la région.

Pour la première analyse, TransCanada s'est servie de son modèle d'équilibre pour élaborer un scénario de base à l'égard du BSOC portant jusqu'en 2015. Ce modèle tient compte de l'offre et de la demande, par région, partout en Amérique du Nord ainsi que des importations de gaz naturel liquéfié (GNL). Il prend également en compte la capacité pipelinière et les coûts de transport entre chacune des grandes régions de marché. Le modèle effectue les calculs pour chaque année comprise dans la période de prévision, pour en arriver à une solution d'équilibre entre les flux et les prix dans chaque région. Les demandeurs ont soutenu que la prévision résultante, que TransCanada établit annuellement dans le cadre du processus général de prévision de l'entreprise, représente la meilleure estimation de TransCanada concernant le débit futur du réseau.

Pour l'analyse statistique, TransCanada a préparé des prévisions alternatives à l'égard de l'offre et de la demande dans l'Ouest canadien et de la répartition des flux entre les pipelines, afin de représenter une plage d'incertitude pour ces variables. Des probabilités fondées sur des estimations appréciatives ont été affectées aux prévisions alternatives de l'offre, de la demande et de la répartition. Des hypothèses ont été posées au sujet de la distribution estimative des variables, en choisissant une distribution normale (en cloche) pour la plupart de celles-ci. Un processus fondé sur la méthode de Monte Carlo[25] a été utilisé pour garnir la distribution de valeurs situées entre, au-dessus et au-dessous des prévisions alternatives. Des valeurs ont été sélectionnées aux points de la distribution où seulement 10 % de la distribution étaient au-dessous de la valeur considérée (P10), où 50 % de la distribution étaient au-dessus et au-dessous de la valeur considérée (P50) et où 90 % de la distribution étaient au-dessous de la valeur considérée (P90). Lorsque des éléments individuels auxquels une plage de probabilités avait été affectée ont été mis en corrélation avec d'autres éléments pour lesquels une plage de probabilités avait également été définie, une technique mathématique (addition, soustraction ou multiplication stochastique) a été utilisée pour faire ressortir l'incertitude accrue qui résulte de la combinaison d'éléments incertains. L'addition, la soustraction ou la multiplication stochastique d'éléments ayant des distributions de probabilités individuelles a donné une distribution de probabilités modifiée pour les éléments combinés.

3.2.1 Offre de gaz dans l'Ouest canadien

L'étude du débit présentée dans le cadre de la demande de transfert a fourni un scénario de base et une distribution de probabilités à l'égard de l'offre de gaz dans la région de l'Ouest canadien. Dans son analyse de l'offre de gaz dans l'Ouest canadien, TransCanada a tenu compte des ressources en gaz classique et non classique du BSOC ainsi que des ressources en gaz du delta du Mackenzie. L'offre de gaz de l'Alaska était considérée comme trop hypothétique pour être comptée comme une source susceptible d'alimenter le réseau principal et a donc été étudiée séparément. Voici les paramètres et les hypothèses clés que les demandeurs ont utilisés pour prévoir l'offre de gaz disponible dans l'Ouest canadien :

---

25 Pour l'analyse fondée sur la méthode de Monte Carlo, TransCanada a utilisé le logiciel @Risk[MD] et effectué 10 000 itérations.

- l'offre de gaz classique dans le BSOC demeurera relativement constante à court terme et affichera une baisse soutenue dans le moyen à long terme;
- l'offre de gaz non classique provenant du méthane de houille (MH) et de gaz de réservoir étanche augmentera considérablement d'ici 2020;
- le gaz de schiste ne jouera pas un rôle important pendant une longue période parce que la recherche sur cette source de gaz en est encore à ses balbutiements; par conséquent, le gaz de schiste n'a pas été pris en considération dans la prévision de l'offre de gaz du BSOC.

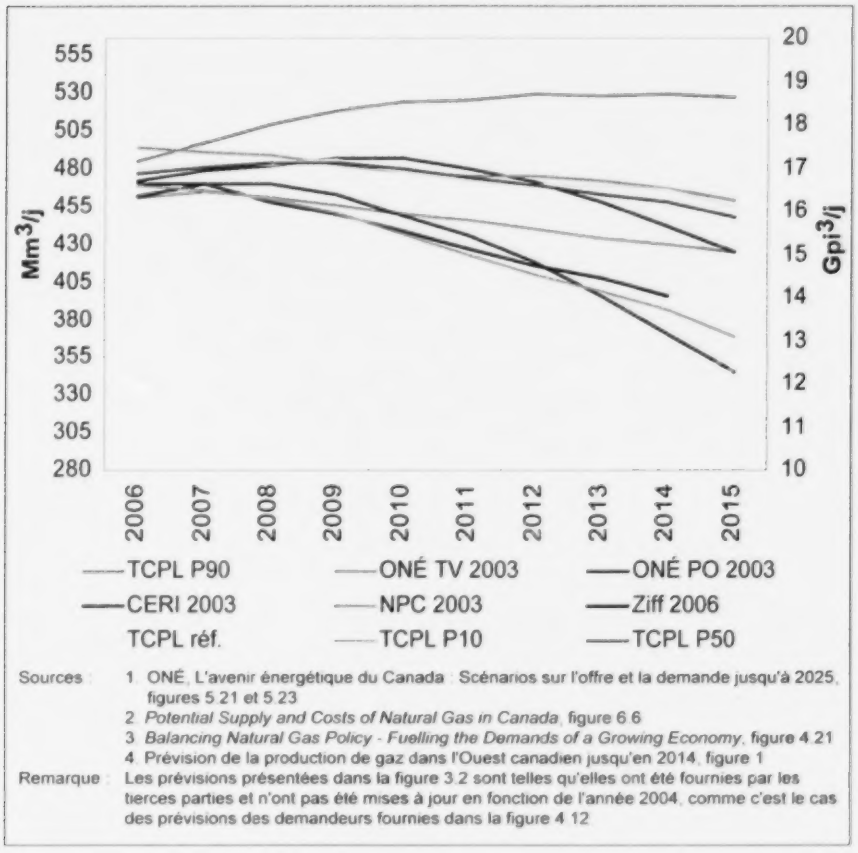
Les demandeurs ont souligné que le scénario de base de l'offre de gaz dans le BSOC utilisée dans l'étude du débit était fondé sur des facteurs à court terme et à long terme. Le niveau d'activité de l'industrie est le principal facteur qui a été pris en compte pour déterminer le volume de l'offre susceptible d'être produite à court terme. En plus de leur propre analyse, les demandeurs ont tenu compte des prévisions de tierces parties et de renseignements recueillis au cours de discussions avec des sociétés de production gazière et des entreprises de forage. Les demandeurs estimaient que la pérennité à long terme de l'offre dans le BSOC dépendait principalement du potentiel ultime de ressources et des prix du gaz à long terme. Outre les ressources en gaz classique, les demandeurs ont tenu compte de futurs ajouts de ressources en gaz non classique, notamment le MH de Mannville et de Horseshoe Canyon et le gaz de réservoir étanche, pour élaborer une prévision de l'offre totale de gaz provenant de l'Ouest canadien.

Concernant l'offre de gaz classique dans le BSOC, les demandeurs ont produit des estimations élevée, de référence et faible du potentiel ultime, et des projections élevée, de référence et faible au sujet des prix du gaz naturel. Ils ont affecté une probabilité d'occurrence de 25 % aux valeurs faibles et élevées, et une probabilité d'occurrence de 50 % à chacune des valeurs de référence. Toutes les combinaisons de valeurs relatives au prix et au potentiel ultime ont été introduites dans leur modèle de simulation de l'offre à long terme pour produire neuf (3 x 3) prévisions de l'offre. Les demandeurs ont supposé que les variations de l'offre à long terme s'inscriraient dans une distribution normale (en cloche) déterminée par les probabilités des neuf prévisions. Le processus de Monte Carlo, décrit précédemment, a été appliqué pour garnir la distribution normale de valeurs. Les prévisions de l'offre P10, P50 et P90 ont ensuite été choisies dans la distribution.

Une distribution de probabilités semblable a été établie à l'égard de l'offre de gaz non classique dans le BSOC en ajoutant des distributions relatives au MH de Horseshoe Canyon et de Mannville et au gaz de réservoir étanche. L'offre de gaz classique et de gaz non classique a été combinée par addition stochastique.

Dans l'étude du débit, TransCanada a comparé ses estimations relatives à l'offre dans le BSOC à une fourchette de prévisions de l'offre de gaz, accessibles au grand public, qui portaient plus ou moins sur la même période. Les demandeurs ont noté que le scénario de base de TransCanada concernant la production de gaz dans le BSOC comportait des chiffres généralement plus élevés que les prévisions de tierces parties utilisées à des fins de comparaison. La figure 3-2 représente le scénario de base et les prévisions P10, P50 et P90 de l'offre de gaz dans le BSOC produites par les demandeurs et les prévisions comparatives de tierces parties que TransCanada a incluses dans l'étude du débit.

Figure 3-2
Prévisions de l'offre de gaz dans le BSOC (classique et non classique)



Sources : 1. ONÉ, L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025, figures 5.21 et 5.23
2. *Potential Supply and Costs of Natural Gas in Canada*, figure 6.6
3. *Balancing Natural Gas Policy - Fuelling the Demands of a Growing Economy*, figure 4.21
4. Prévision de la production de gaz dans l'Ouest canadien jusqu'en 2014, figure 1

Remarque : Les prévisions présentées dans la figure 3.2 sont telles qu'elles ont été fournies par les tierces parties et n'ont pas été mises à jour en fonction de l'année 2004, comme c'est le cas des prévisions des demandeurs fournies dans la figure 4.12

Les demandeurs ont également fourni des prévisions de l'offre de gaz de la région du Mackenzie qui pourrait devenir accessible dans l'Ouest canadien. Dans diverses prévisions, ils ont estimé que la production de gaz dans la région du Mackenzie débuterait autour de 2011-2012, augmenterait jusqu'en 2014 à 2016, puis se maintiendrait à un taux constant. Pour incorporer une plage d'incertitude dans les prévisions, deux taux constants de production ont été envisagés, soit 34,0 et 51,0 Mm^3/j (1,2 et 1,8 Gpi^3/j).

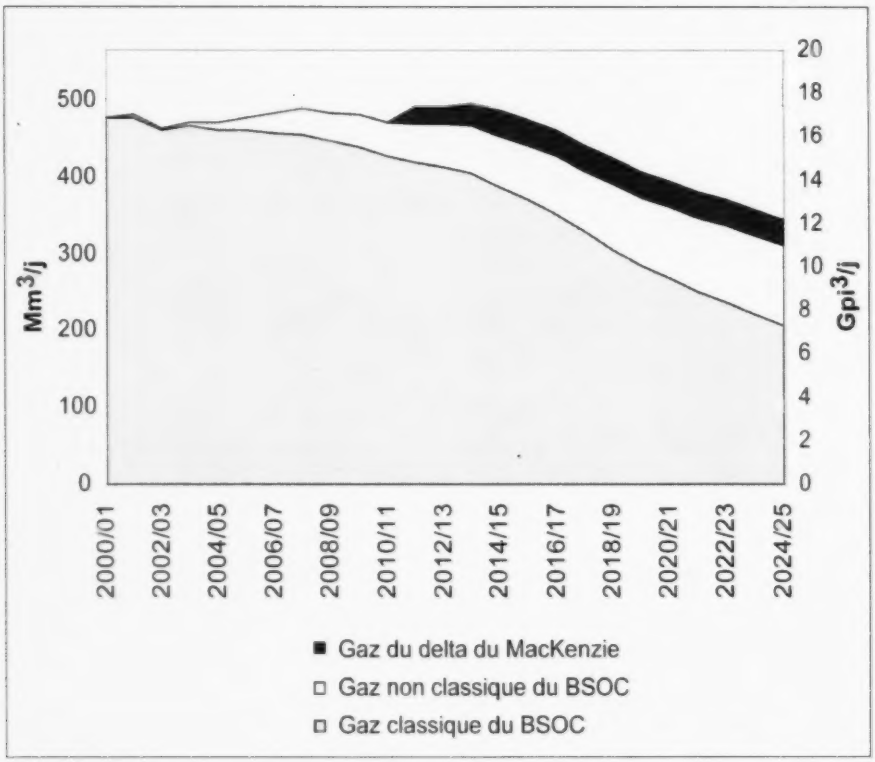
On a supposé que les distributions relatives à l'offre dans le BSOC et dans la région du Mackenzie étaient statistiquement indépendantes et que, par conséquent, elles ne pouvaient pas être additionnées stochastiquement pour obtenir une distribution de probabilités portant sur toute l'offre disponible dans l'Ouest canadien. Les demandeurs ont indiqué que la prévision P50 de l'offre totale de gaz dans l'Ouest canadien ressemblait beaucoup au scénario de base de l'offre totale établi à l'aide du modèle d'équilibre de TransCanada.

Bien que TransCanada ait indiqué dans l'étude du débit que l'offre de gaz de l'Alaska était considérée comme trop hypothétique pour être comptée comme une source susceptible d'alimenter le réseau principal, les demandeurs ont fourni, sur demande, un scénario de base incluant des volumes de gaz de l'Alaska, soit 113,0 Mm^3/j (4,0 Gpi^3/j) à compter de novembre

2015 avec progression jusqu'à 156,0 Mm^3/j (5,5 Gpi^3/j) d'ici novembre 2019. Aucune prévision des flux de pointe ou distribution de probabilités portant sur le gaz de l'Alaska n'était disponible.

La figure 3-3 illustre le scénario de base des demandeurs concernant l'offre de gaz disponible dans l'Ouest canadien.

Figure 3-3
Scénario de base de TransCanada touchant l'offre de gaz dans l'Ouest Canadien



SEMI, la seule autre partie à avoir fourni une prévision de l'offre de gaz, a déclaré que son analyse de l'offre concordait avec celle que les demandeurs avaient produite.

Le cabinet GLJ Petroleum Consultants (GLJ) a indiqué que BCDENS[26] avaient retenu ses services à contrat pour qu'il examine les analyses produites par les demandeurs et les autres données disponibles, et en fasse sa propre interprétation. GLJ a confirmé qu'il n'avait pas effectué une analyse probabiliste indépendante et que son évaluation était de nature qualitative. Pour préparer ses commentaires sur la perspective de l'offre présentée par les demandeurs, GLJ a examiné les taux de raccordement de puits gaziers et l'offre de gaz pour l'ensemble du BSOC en se fondant sur les données publiées par l'EUB et l'ONÉ. GLJ a avancé que le déclin de la productivité moyenne des puits était attribuable à l'exploitation croissante de gisements modestes ou à faible productivité et à la mise en valeur du MH, que rendaient possible la hausse

26 BP ne faisait pas partie du groupe BCDENS lorsque celui-ci a retenu les services de GLJ pour effectuer l'examen en question.

des prix du produit et les progrès de la technologie. GLJ a soutenu également qu'un apport croissant de la production de MH atténuerait l'accroissement des ajouts requis aux approvisionnements, étant donné les taux de déclin moindres des puits de MH. GLJ s'attendait à ce que le rythme des activités gazières demeure élevé et permette de maintenir le niveau de l'offre totale. À la lumière de ces hypothèses, GLJ estimait que le scénario P90 du niveau de l'offre aurait une plus grande probabilité de se réaliser que le seuil de probabilité de 10 % que TransCanada y avait attribué dans son étude du débit et a donc adopté la prévision P90 de l'offre pour son analyse des flux nets à partir du BSOC.

Au cours de l'audience, les membres du groupe BCDENS ont traité de leurs futurs projets de mise en valeur du gaz, spécialement en ce qui touche le MH, et ont déclaré que les demandeurs, selon eux, avaient sous-estimé l'offre totale de gaz. Les demandeurs ont répliqué que leurs prévisions incorporaient une offre abondante de MH.

Dans ses commentaires sur la prévision de l'offre fournie par les demandeurs, la Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) a exprimé des préoccupations au sujet de l'échéancier présumé de l'arrivée de volumes de gaz de l'Alaska dans l'Ouest canadien. C'est une des raisons pour lesquelles Gaz Métro a recommandé que la demande soit rejetée.

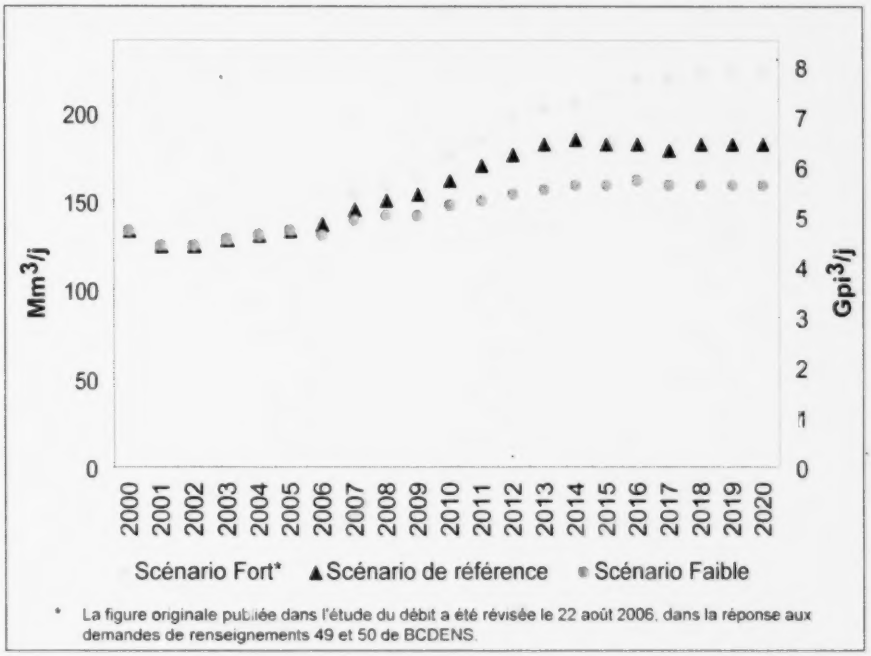
3.2.2 Demande de gaz dans l'Ouest canadien

Dans l'étude du débit, les demandeurs ont présenté le scénario de base que TransCanada avait établi au sujet de la demande de gaz dans l'Ouest canadien comme étant la perspective la plus vraisemblable de la demande future. L'étude du débit comprenait aussi une distribution de probabilités concernant la demande de gaz dans l'Ouest canadien, qui se fondait sur des plages de probabilités et des approches statistiques semblables à celles qui avaient été utilisées pour créer la distribution relative à l'offre. La distribution de probabilités concernant la demande était fondée sur des fourchettes d'estimations appréciatives de la consommation de gaz selon le secteur d'utilisation finale.

Le scénario de base laissait entrevoir que la demande de gaz augmenterait dans l'Ouest canadien entre 2005 et 2015 en raison de l'utilisation croissante de gaz pour l'exploitation des sables bitumineux et la production d'énergie électrique. Les demandeurs ont souligné que la prévision de la demande de gaz attribuable aux projets de mise en valeur des sables bitumineux avait été établie à partir d'une évaluation, projet par projet, de l'échéancier, de l'ampleur et de la nature des projets envisagés, combinée avec la prévision, établie par TransCanada, de la quantité de gaz qui serait requise pour la production d'un baril de pétrole (intensité de gaz). Suivant cette évaluation, il était prévu que la demande de gaz engendrée par l'exploitation des sables bitumineux en Alberta allait s'accentuer d'ici 2015 mais que l'intensité de gaz diminuerait plus tard dans la période de prévision, à mesure que le progrès technologique rehausserait l'efficacité des techniques d'extraction et de traitement, si bien que la consommation de gaz dans le secteur se stabiliserait après 2015. Une comparaison entre la prévision de TransCanada concernant l'exploitation des sables bitumineux et d'autres prévisions révélait qu'elle était semblable à la prévision de 2006 de la FirstEnergy Capital Corporation, inférieure à la prévision de 2006 de

l'ACPP et plus élevée que cinq autres prévisions pour l'année 2015[27]. Les demandeurs ont souligné que l'hypothèse de TransCanada concernant l'intensité de gaz se trouvait à mi-chemin entre la prévision de 2005 de l'EUB et la prévision de 2006 de l'ONÉ pour l'année 2010 et concordait avec la prévision de 2005 de l'EUB pour l'année 2015. La figure 3-4 montre la fourchette de prévisions de TransCanada concernant la demande de gaz.

Figure 3-4
Fourchette de prévisions de TransCanada - Demande de gaz dans l'Ouest canadien



* La figure originale publiée dans l'étude du débit a été révisée le 22 août 2006, dans la réponse aux demandes de renseignements 49 et 50 de BCDENS.

Tout comme les prévisions de TransCanada, la preuve de SEMI, la seule autre partie à avoir fourni une prévision de la demande de gaz albertaine, montrait une demande robuste de gaz naturel dans la province, stimulée par les besoins en gaz élevés des projets de sables bitumineux.

GLJ a soutenu que l'incertitude règne au sujet des niveaux futurs de la demande de gaz dans l'Ouest canadien et qu'il y a d'autres prévisions réalistes qui indiquent un plus faible niveau de demande. Il a laissé entendre que le large éventail de prévisions établies par les experts de l'industrie montre toute l'incertitude qui existe autour de la demande de gaz naturel dans le secteur des sables bitumineux, soulignant qu'un grand nombre de facteurs peuvent influer sur ce qu'il adviendra de la demande gazière des projets de sables bitumineux, notamment les niveaux de production, les échéanciers des nouveaux projets, les prix du gaz naturel et du pétrole brut, et les avancées de la technologie. Au vu de cette incertitude, GLJ avait préparé son scénario de sensibilité en utilisant le scénario Faible de TransCanada concernant la demande de gaz dans l'Ouest canadien.

---

27 Les autres prévisions comparées comprenaient la prévision de 2006 de Purvin &Gertz, la prévision Élevée de 2005 du Canadian Energy Resources Institute, la prévision de 2005 de l'EUB, la prévision de 2006 de l'ONÉ et le scénario de base de 2005 du Canadian Energy Resources Institute.

En outre, GLJ a signalé qu'un éventuel terminal de regazéification du GNL proposé à Kitimat (C.-B.), qui pourrait être en service dès 2009, répondrait en partie à la demande de gaz naturel liée à l'exploitation des sables bitumineux, réduisant ainsi le niveau de la demande de gaz dans le BSOC. Les demandeurs ont objecté qu'il était improbable qu'une installation pour GNL établie à Kitimat puisse approvisionner les exploitants des sables bitumineux de l'Alberta, vu que le projet en question présentait de piètres perspectives économiques en raison de la distance qui le sépare de la région des sables bitumineux et d'autres marchés.

3.2.3 Flux de gaz potentiel hors de l'Ouest canadien

Le flux de gaz net à partir de l'Ouest canadien a été calculé comme étant la différence entre l'offre totale de gaz disponible dans l'Ouest canadien et la demande dans l'Ouest canadien. Dans le cadre de l'analyse statistique, on a supposé que l'offre et la demande dans le BSOC étaient statistiquement indépendantes et que, par conséquent, une distribution de probabilités concernant le volume total de gaz disponible pour être acheminé hors du BSOC pouvait être établie en calculant la différence stochastique entre la distribution de probabilités relative à l'offre dans le BSOC et celle de la demande dans le BSOC. Les demandeurs ont expliqué qu'il serait normal de s'attendre à une corrélation négative entre l'offre et la demande, en ce sens qu'un accroissement du prix du gaz se traduirait par une offre de gaz plus forte et une demande plus faible, mais que cela ne serait vraisemblablement pas le cas pour l'Ouest canadien. Selon eux, des prix du gaz plus élevés seraient l'indice de prix du pétrole plus élevés, conjoncture qui stimulerait la production de pétrole extrait des sables bitumineux et entraînerait une hausse correspondante de la demande de gaz dans l'Ouest canadien. Comme ils estimaient qu'une corrélation normale entre l'offre et la demande ne s'appliquerait pas dans le cas de l'Ouest canadien, les demandeurs ont considéré qu'il y avait une corrélation nulle entre les deux éléments et qu'ils étaient donc indépendants. Les tableaux 3-5 et 3-6 montrent les prévisions des demandeurs concernant les volumes de gaz sortant de l'Ouest canadien.

Les demandeurs ont fait observer que la prévision de la production de gaz dans le BSOC établie par TransCanada était généralement plus élevée que les prévisions des tierces parties présentées. Ils ont souligné que si la production du BSOC se comportait, en fin de compte, de la manière que l'indiquaient ces autres prévisions, il en résulterait que les flux de gaz hors bassin seraient inférieurs à ce que prévoyait TransCanada et qu'il y aurait, par conséquent, un plus gros excédent de capacité pipelinière à partir de l'Ouest canadien que celui que laissait prévoir l'étude du débit de TransCanada.

L'étude du débit avait recensé les pipelines de transport à partir du BSOC et leur capacité nominale courante (voir la figure 3-7). Les demandeurs ont déclaré que les pipelines partant du BSOC disposent actuellement d'une capacité libre qui leur permettrait de transporter des volumes additionnels de gaz hors de la région. Ils n'avaient compté aucune nouvelle capacité de transport de gaz à partir du BSOC dans leur prévision pour la période de 2006 à 2017, mais ils estimaient qu'il pourrait y avoir des ajouts à la capacité établie, notamment, sans y être limités, un accroissement d'environ 5,67 Mm^3/j (0,2 Gpi^3/j) de la capacité du réseau de Northwest Pipeline et un ajout d'environ 2,83 Mm^3/j (0,1 Gpi^3/j) dans le réseau d'Alliance Pipeline Ltd. (Alliance).

Figure 3-5
Prévisions de TransCanada des volumes de gaz sortant de l'Ouest canadien
Flux annuels moyens

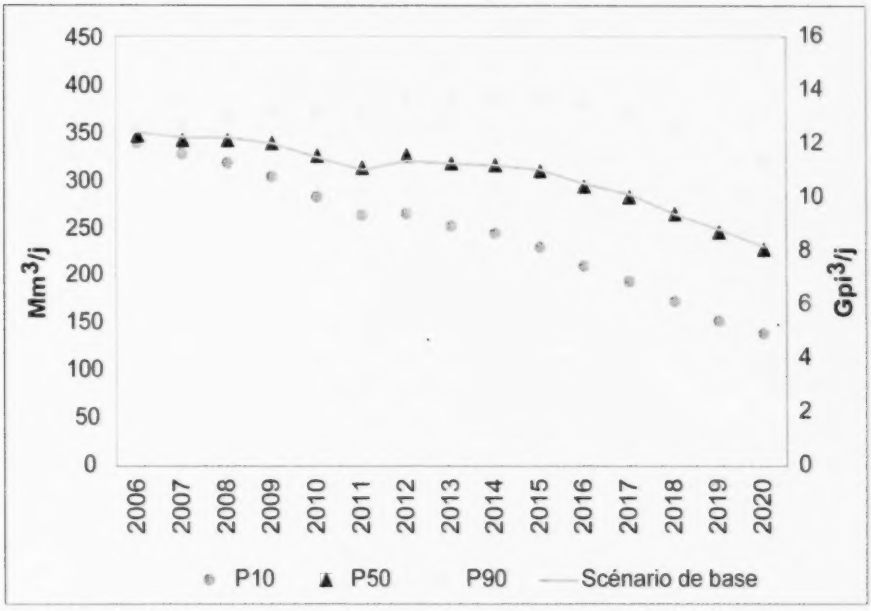


Figure 3-6
Prévisions de TransCanada des volumes de gaz sortant de l'Ouest canadien
Flux de pointe annuels

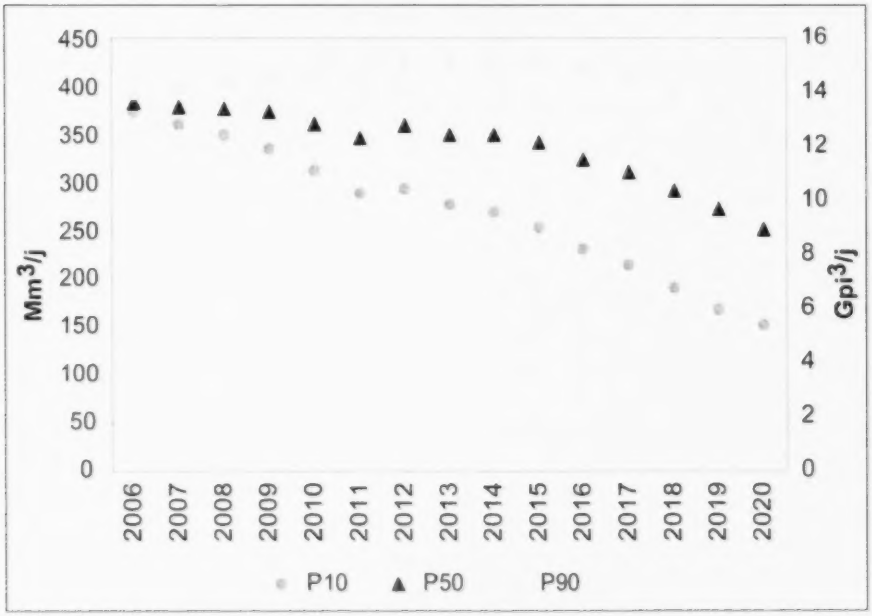
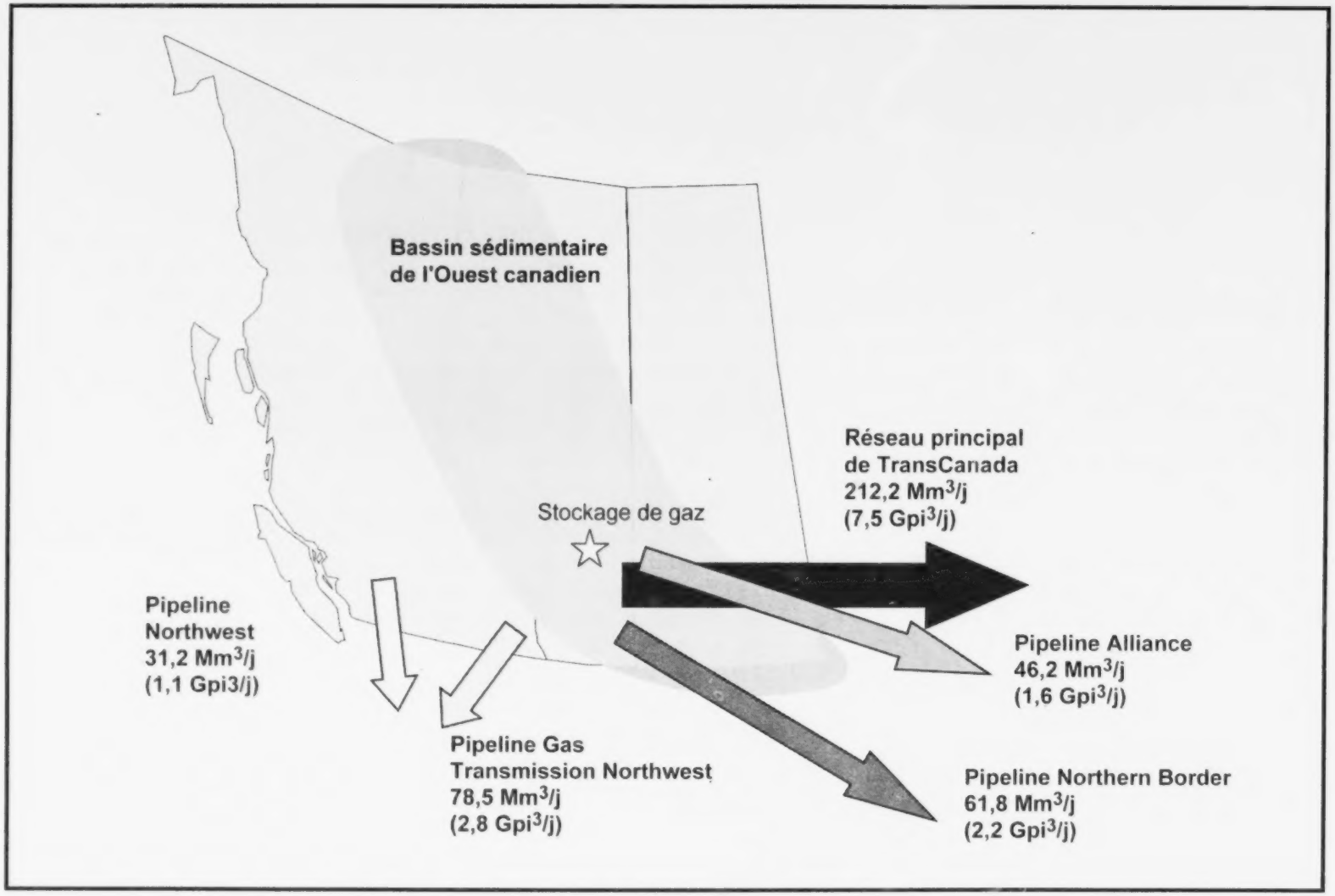


Figure 3-7
Capacité pipelinière à partir du BSOC



L'estimation que SEMI avait faite des flux de gaz hors bassin et de la capacité pipelinière disponible ressemblait à celle des demandeurs.

GLJ, pour le compte de BCDENS, est la seule autre partie à avoir présenté des commentaires sur les flux de gaz hors bassin. Suivant son hypothèse que le scénario de l'offre P90 des demandeurs et le scénario de faible demande auraient une plus grande probabilité de se réaliser que ne l'indiquaient les demandeurs, GLJ a présenté un scénario de sensibilité dans lequel la distribution de probabilités du scénario de faible demande a été retranchée de la distribution de probabilités du scénario de l'offre P90 pour chacune des années de la période de projection afin de représenter le volume annuel de gaz susceptible de sortir du bassin. Suivant cette approche, les estimations des volumes sortant du bassin dépassaient les volumes prévus dans l'étude du débit.

Les demandeurs ont soutenu que les calculs de GLJ utilisant la prévision P90 de l'offre dans le BSOC, la prévision P90 de l'offre de la région du Mackenzie et la prévision P10 de la demande dans l'Ouest canadien ne fournissaient pas un scénario de rechange raisonnable. Selon leur estimation, le scénario utilisant les éléments P90 et P10 avait une probabilité de 10^{-20} sur toute la période de 20 ans visée par les prévisions. Pendant l'audience, GLJ a indiqué qu'il n'avait pas calculé la probabilité de réalisation du scénario, mais qu'il offrait une probabilité suffisante, à son avis, pour qu'il mérite d'être considéré.

3.2.4 Répartition des flux entre les pipelines partant de l'Ouest canadien

Après avoir évalué les volumes totaux de gaz disponibles pour être acheminés hors de l'Ouest canadien ainsi que la capacité pipelinière potentielle à partir du bassin, on peut se pencher sur la répartition des volumes disponibles entre les principaux pipelines partant de la région. Suivant cette répartition, le débit potentiel du réseau principal peut être évalué au regard de la capacité disponible. La figure 3-8 représente les principaux gazoducs qui acheminent le gaz de l'Ouest canadien et les régions de marché qu'ils desservent.

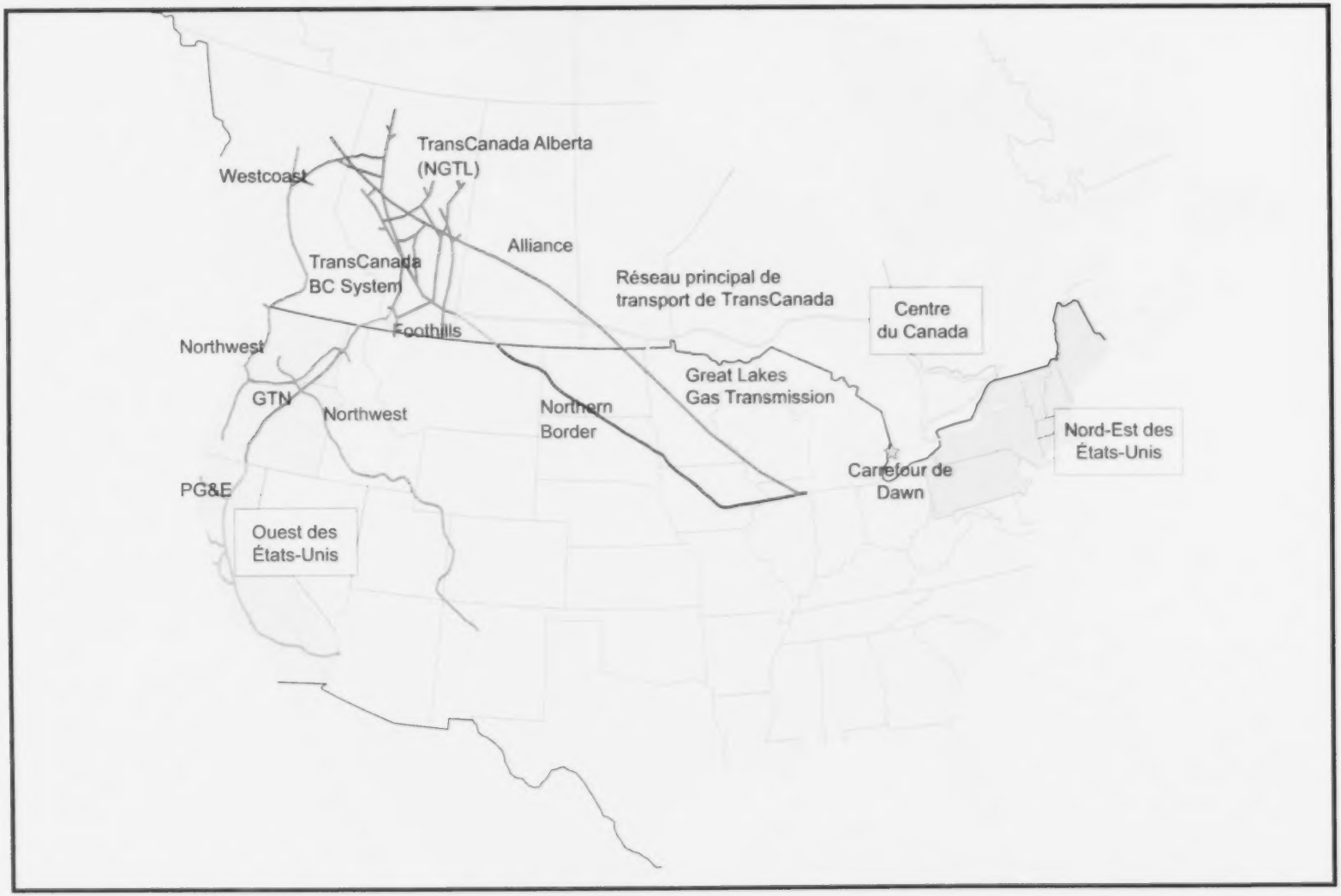
TransCanada a élaboré un scénario de base et des distributions de probabilités P90, P50 et P10 pour estimer la part des volumes partant du bassin qu'obtiendrait le réseau principal. Au lieu de préparer plusieurs scénarios de rechange et de les soumettre à des simulations de Monte Carlo pour produire une distribution normale à l'égard des parts de répartition, TransCanada a construit une distribution triangulaire simplifiée utilisant la répartition du scénario de base comme moyenne. La distribution triangulaire a été tronquée à 10 % de ses limites supérieure et inférieure pour obtenir les parts de répartition P90 et P10.

Les flux hors bassin ont été répartis entre les pipelines en fonction du paramètre de départ qui consistait à tenir compte des contrats de service garanti (SG). Une fois pris en compte les volumes des contrats de SG, le modèle d'équilibre a tenu compte des prix netback[28] obtenus par les expéditeurs de gaz dans chaque région, pour déterminer les volumes de gaz qui s'écouleraient vers ces marchés et l'utilisation de la capacité pipelinière qui en résulterait.

---

28 Le prix netback s'entend du prix au point d'admission d'un pipeline, déterminé en soustrayant le coût du transport du prix du marché au point de sortie du pipeline.

Figure 3-8
Principaux gazoducs nord-américains et régions de marché desservies



Dans l'étude du débit, TransCanada avait indiqué que le modèle d'équilibre incorporait un éventail de droits pipeliniers et de chemins de transport. Les demandeurs ont souligné que les prix netback peuvent varier d'une région à l'autre en fonction de la demande de gaz provenant du BSOC et de la conjoncture du marché. Ils ont mentionné qu'une des caractéristiques du modèle d'équilibre consiste à utiliser les variations annuelles des prix netback *relatifs* des diverses régions, plutôt que les variations annuelles des prix netback *absolus*, pour rajuster les répartitions annuelles des flux. Cette caractéristique reflète l'hypothèse selon laquelle une région d'approvisionnement ne concentre pas toute sa production disponible sur le seul marché qui offre les meilleurs prix netback absolus. Ainsi, le modèle tient compte de la variabilité historique des prix netback régionaux et distribue les flux entre les régions d'une manière qui réduit le risque global pour les expéditeurs. Au moment où les flux de gaz expédiés à partir de l'Ouest canadien commencent à diminuer, le modèle prévoit que le débit de tout pipeline non protégé par des contrats de SG à long terme diminue proportionnellement à sa part des flux hors bassin.

Marchés de l'Ouest des États-Unis

Les demandeurs ont prévu une augmentation de la demande de gaz dans le marché de l'Ouest des États-Unis d'ici 2010 (voir la figure 3-8), stimulée par la croissance de la demande de gaz pour la production d'électricité dans cette région. Ce marché est actuellement alimenté par les bassins d'approvisionnement des Rocheuses, de San Juan et de la Californie, aux États-Unis, ainsi que par les exportations à partir du BSOC. Les demandeurs s'attendaient également à ce que les importations de GNL à Baja (Californie) commencent à approvisionner le marché de l'Ouest des États-Unis à compter de 2009.

Selon les estimations des demandeurs, les flux de gaz des Rocheuses américaines à destination de l'Ouest des États-Unis devraient s'accroître d'ici 2012, compensant en partie la baisse attendue de la production dans les bassins de San Juan et de la Californie. Cependant, le pipeline Rockies Express proposé permettrait de transporter 50,1 Mm^3/j (1,8 Gpi^3/j) de gaz des Rocheuses vers les marchés plus à l'est. À partir de cette analyse, les demandeurs prévoyaient que les flux de gaz acheminés du BSOC vers le marché de l'Ouest des États-Unis, via les réseaux de Gas Transmission Northwest (GTN) et de Williams Northwest Pipeline, augmenteraient d'ici 2010. Ils ont ajouté, toutefois, qu'un retard du point de vue de l'entrée en service du pipeline Rockies Express ou une réduction des flux attendus se répercuterait sur les flux du réseau GTN et que, en conséquence, il y aurait plus de gaz disponible pour le transport vers l'est via le réseau principal.

BCDENS ont avancé que l'on s'attendait à ce que l'augmentation de l'offre dans l'Ouest des États-Unis, due à une croissance appréciable de la production des Rocheuses et aux arrivages de GNL, excède la croissance de la demande dans cette région et ont mis en doute les attentes des demandeurs selon lesquelles des volumes additionnels de gaz seraient acheminés du BSOC vers cette région. Ils ont également soutenu que l'hypothèse des demandeurs selon laquelle les volumes circuleraient d'abord sur les réseaux bénéficiant de contrats de service garanti faisait fi des profils de flux antérieurs, qui montrent que les expéditeurs vendent le gaz au marché qui offre le meilleur prix netback, sans égard aux obligations contractées aux termes de contrats de transport garanti. Concernant la prévision des prix netback fournie par les demandeurs, BCDENS ont argué que le marché de Malin (Californie) procurerait des prix netback inférieurs aux prix du

BSOC, et moindres que les prix obtenus sur tout autre parcours ou marché, et que, par conséquent, il se pourrait que le volume affecté au réseau GTN ait été surestimé.

Les demandeurs ont précisé que le modèle d'équilibre avait été utilisé pour estimer les flux, non pas l'utilisation des contrats, et qu'il avait été supposé que tous les contrats de service garanti ne seraient pas forcément utilisés, selon le résultat économique obtenu au cours d'une période donnée. Ils ont expliqué qu'il était permis de s'attendre à ce que les flux du réseau GTN s'améliorent au fil du temps étant donné que les prix netback moyens annuels sur le marché qu'il dessert reflètent l'expectative que, comparativement à 2006, il y aura plus de périodes en 2010 où le transport vers cette région serait attrayant. Les demandeurs ont aussi fait valoir que l'augmentation prévue des flux sur le réseau GTN reflète une amélioration des prix netback dans les marchés de l'Ouest, par rapport à ceux des parcours vers l'est via le réseau principal.

Marchés du Centre du Canada et du Nord-Est des États-Unis

Les demandeurs prévoyaient une croissance vigoureuse de la demande dans la région du Centre du Canada (voir la figure 3-8), stimulée par le plan du gouvernement de l'Ontario de remplacer une partie des centrales au charbon exploitées dans la province par une capacité de production au gaz d'ici 2009, mais ils estimaient que ce marché disposerait, pendant un avenir prévisible, d'un important surplus de capacité pipelinière. Les demandeurs ont fait remarquer que la capacité pipelinière à destination du marché du Centre du Canada dépasse actuellement la demande combinée de l'Ontario et du Québec. Ils ont souligné également que le marché, à l'heure actuelle, obtient ses approvisionnements en gaz du BSOC, via la canalisation du nord de l'Ontario de TransCanada (qui est alimentée par le réseau principal), ainsi que de la côte américaine du golfe du Mexique, de la région des Rocheuses, du Texas et de l'Oklahoma, grâce à des raccordements avec divers pipelines qui livrent le gaz dans la région de St. Clair (Ontario). Ils ont aussi décrit des initiatives, encore à l'état de projet, qui accroîtraient l'approvisionnement à destination de la région.

Les demandeurs ont laissé entendre qu'une offre de gaz accrue dans la région des Rocheuses américaines, acheminée par le pipeline Rockies Express, aurait pour effet de hausser les expéditions de gaz des Rocheuses vers la région de Chicago (Illinois) et qu'une augmentation de la capacité pipelinière depuis Chicago jusqu'à l'Ontario était à prévoir d'ici 2015. Ce couloir est actuellement desservi par les réseaux de Vector Pipeline Limited Partnership (Vector) et de Union Gas. Les demandeurs ont mentionné aussi que le carrefour de Dawn est actuellement accessible au moyen de plusieurs pipelines américains et pipelines comportant des installations de stockage.

Outre les ajouts de capacité pipelinière, les demandeurs estimaient que les importations de GNL au Canada via deux nouvelles installations, dont une serait située au Québec et l'autre dans le Canada Atlantique, combleraient en partie la hausse de la demande de gaz dans la région du Centre du Canada. Selon les prévisions, ces installations commenceraient à approvisionner le marché dès 2008. Compte tenu des ajouts pipeliniers attendus et des projets éventuels liés au GNL, les demandeurs prévoyaient que la capacité du réseau principal serait supérieure à la demande combinée de l'Ontario et du Québec en 2015.

Comme pour les marchés de l'Ouest des États-Unis, les demandeurs prévoyaient une augmentation de la demande de gaz naturel dans le Nord-Est des États-Unis d'ici 2015 (voir la figure 3-8), stimulée principalement par le secteur de la production d'énergie électrique. À l'heure actuelle, cette région est approvisionnée par un bon nombre de sources de gaz nord-américaines, y compris le GNL, livré par de nombreux pipelines dans la région. Les demandeurs ont soutenu que les projets canadiens liés au GNL allaient approvisionner le marché du Nord-Est des États-Unis dans le futur et ont laissé entendre qu'il y avait un certain nombre d'autres sources qui pourraient accroître l'offre dans la région, dont le GNL importé aux États-Unis et le gaz de la région des Rocheuses. Les demandeurs prévoyaient que les importations de GNL aux États-Unis, principalement via le golfe du Mexique, augmenteraient d'ici 2015. Ils s'attendaient également à ce qu'un nouveau terminal méthanier soit construit dans la région du Nord-Est pour desservir les marchés locaux.

Se fondant sur leur analyse des marchés, les demandeurs prévoyaient une baisse de 44 % des exportations de gaz à destination du Nord-Est des États-Unis qui sont acheminées à travers le centre du Canada par le réseau principal canadien. Ils s'attendaient à ce que les volumes qui continueraient à être livrés à la région du Nord-Est des États-Unis le soient grâce à divers services, y compris de nouveaux contrats de SG. Les demandeurs ont noté que, à l'heure actuelle, il n'y a que pour 5,7 Mm^3/j (0,2 Gpi^3/j) en contrats de SG à destination du Nord-Est des États-Unis dont la date d'expiration est ultérieure à 2015.

Les demandeurs ont reconnu qu'il existe de l'incertitude autour des prévisions et de l'échéancier attendu des importations de GNL et de l'arrivée des flux de gaz venant de la région des Rocheuses américaines, ainsi qu'au sujet de la baisse qui en résulterait dans la demande de gaz du BSOC transporté via le réseau principal jusque dans le Nord-Est des États-Unis. Ils ont convenu que des retards du point de vue des projets ou des importations de GNL, ou encore un retard au chapitre de la mise en service du pipeline Rockies Express ou une réduction des volumes de gaz qu'il est censé livrer, seraient des facteurs qui favoriseraient l'utilisation d'autres sources de gaz dans le Nord-Est des États-Unis, y compris le gaz transporté par le réseau principal.

À l'appui de la position des demandeurs, SEMI a fait valoir que la construction d'un terminal méthanier sur la côte Est de l'Amérique du Nord pourrait réduire l'attrait du gaz du BSOC et l'incitatif financier à expédier du gaz par le réseau principal de TransCanada.

L'Ontario jugeait que la prévision des demandeurs misait trop sur la croissance attendue des importations de GNL, que n'appuient pas les événements actuels, soulignant les difficultés que posent le choix d'un site d'implantation pour des installations liées au GNL en Amérique du Nord et l'obtention des approvisionnements nécessaires en GNL. Par conséquent, l'Ontario trouvait que la prévision des demandeurs concernant le GNL n'était pas réaliste.

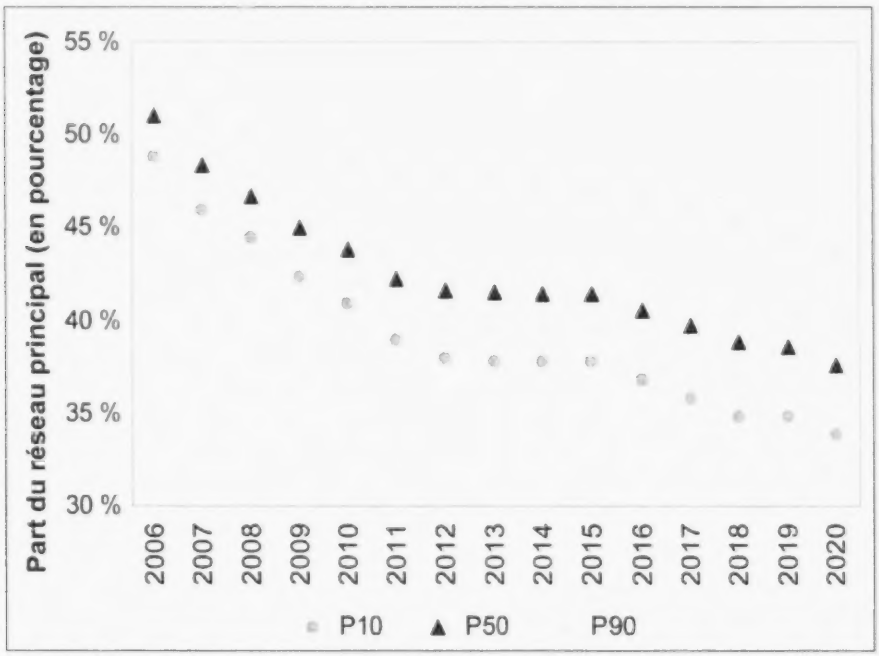
De plus, l'Ontario avait des doutes au sujet de l'hypothèse selon laquelle un éventuel manque à gagner dans les livraisons de gaz à l'Ontario et à d'autres marchés de l'Est serait comblé par de nouveaux pipelines de transport de gaz naturel, comme le gazoduc Rockies Express projeté. L'Ontario a rappelé que les gazoducs proposés n'ont pas encore été construits, et que les droits de transport qui seraient exigés pourraient ne pas être concurrentiels. L'Ontario trouvait que

miser sur des pipelines éventuels pour remplacer la capacité transférée était une solution trop hypothétique.

3.2.5 Part des flux hors bassin du réseau principal

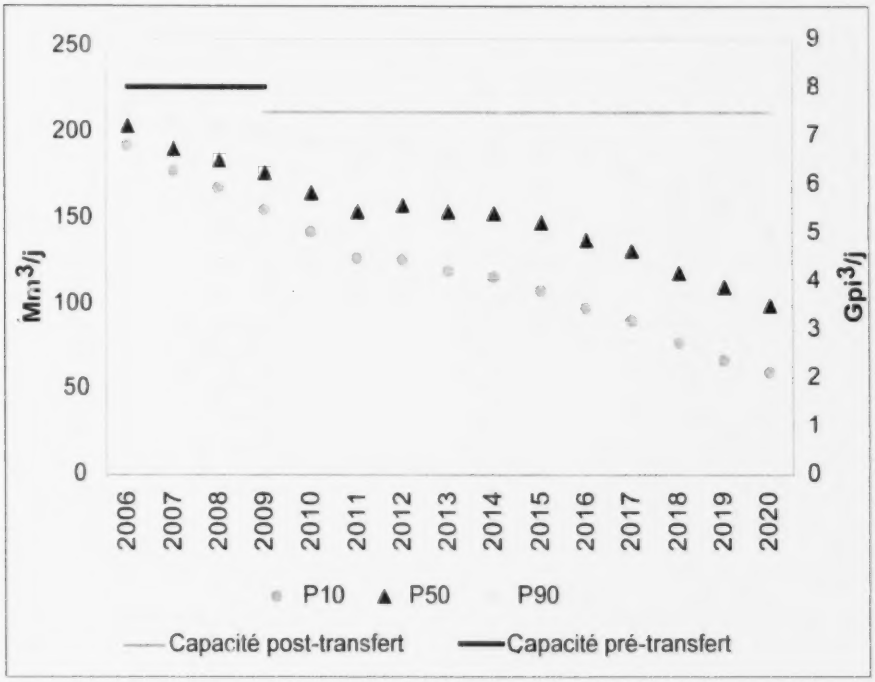
L'étude du débit présentée par les demandeurs indiquent que, selon le scénario P50, la part des flux totaux hors bassin qui serait transportée par le réseau principal passerait d'environ 52 %, niveau enregistré en 2005-2006, à 40 % en 2015-2016, comme l'illustre la figure 3-9. Les demandeurs ont souligné que cette part de marché de 52 % en 2005-2006 était la plus forte qui ait été observée au cours de la période post-Alliance et qu'elle reflétait les flux importants de gaz du BSOC qui ont été acheminés vers l'est en réponse aux perturbations de l'approvisionnement causées par les ouragans dans le golfe du Mexique.

Figure 3-9
Réseau principal de TransCanada - Part des flux de gaz totaux hors bassin



Les demandeurs ont calculé le flux annuel moyen du réseau principal à partir des prévisions relatives à la répartition du flux hors bassin et des distributions de probabilités concernant la répartition. Ils ont indiqué que pour tout flux moyen annuel donné, il y aurait une plage de flux journaliers qui pourraient tantôt excéder les flux moyens, tantôt y être inférieurs. Pour estimer la variabilité des flux journaliers, les demandeurs ont évalué les flux journaliers des pipelines d'exportation et du réseau principal pendant la période post-Alliance, soit de 2001 à 2005, et ont appliqué ces valeurs à la période de prévision. Les courbes de flux de pointe, définies comme étant le 99^{e} percentile des flux journaliers de chaque année, comme l'indique la figure 3-10, représentaient la variabilité historique des flux journaliers.

Figure 3-10
Prévision du débit du réseau principal de TransCanada (flux de pointe)



En réponse aux préoccupations formulées au sujet de la piètre performance du modèle d'équilibre pour ce qui est de prévoir la part des flux du réseau principal au cours de la période 2005-2006, les demandeurs ont indiqué que les flux avaient été anormalement élevés durant l'année 2005-2006 et que, bien qu'ils croyaient possible qu'ils atteignent de tels niveaux de nouveau [29], il était improbable que ces niveaux puissent être maintenus de façon constante pendant encore 20 ans. Ils ont souligné qu'en 2005, les ouragans Katrina et Rita avaient bloqué la production de plus de 15,6 Gm^3 (550,0 Gpi^3) de gaz dans le golfe du Mexique. La capacité de transport à partir de l'Ouest des États-Unis vers les marchés de l'Est était déjà fortement utilisée et les flux du réseau principal avaient grandement profité de la perte de production dans le golfe. Les demandeurs ont prétendu que, suivant le scénario de base de TransCanada, si les flux du réseau principal se situaient au niveau de 2005-2006 pendant 20 ans, cela signifierait que tous les autres gazoducs d'exportation seraient pratiquement vides à la fin de cette période.

Dans le rapport préparé par GLJ, BCDENS présentaient d'autres prévisions de l'utilisation de la capacité du réseau principal qui se fondaient sur un scénario de sensibilité utilisant les volumes de gaz disponibles pour le transport hors de l'Ouest canadien (voir la section 3.2.3) et la part des flux post-Alliance obtenue par le réseau principal, telle qu'établie par TransCanada. Ce scénario de sensibilité a donné un taux d'utilisation plus élevé de la capacité du réseau principal. Plusieurs scénarios de sensibilité créés par GLJ, qui incorporaient la part des flux hors bassin du réseau principal que TransCanada avait signalée pour l'année 2005-2006, en arrivaient à des flux de

29 TransCanada a déclaré qu'il y a 11 % de probabilité que le niveau de 2005-2006 soit atteint ou dépassé en 2007.

pointe et des flux moyens annuels qui étaient supérieurs à la capacité actuelle du réseau principal.

BCDENS[30] ont aussi produit une preuve préparée par le cabinet A.S. Cheung & Associates qui mettait en question les hypothèses que les demandeurs avaient retenues au sujet du non-renouvellement des contrats de SG sur le réseau principal. M^me^ Cheung a souligné que durant les années 1980 et 1990, période où le réseau principal a connu un certain nombre d'agrandissements, TransCanada détenait des contrats de SG qui allaient expirer avant la fin de l'horizon de planification et que, pour justifier ces projets d'agrandissement, elle avait supposé qu'il y aurait reconduction de la plupart des contrats de SG en vigueur. Or, a déclaré M^me^ Cheung, les demandeurs ont présumé dans la présente requête qu'aucun des contrats de SG en place ne serait renouvelé. Elle a exprimé l'avis que si l'on haussait le niveau de la demande de service garanti sur le réseau principal, par exemple, en supposant la reconduction de certains contrats de SG ou la passation de quelques contrats de SG à court terme, la valeur de référence utilisée pour attribuer une part de l'offre de gaz au réseau principal serait plus élevée, et il en résulterait une prévision supérieure du débit du réseau principal.

Les demandeurs ont répliqué qu'au lieu de présumer que les niveaux contractuels actuels demeureraient constants, ils avaient appuyé leur analyse sur la théorie que les décisions d'expédition et de renouvellement de contrats sont fondées purement sur des facteurs économiques.

L'Ontario et GLJ se préoccupaient également de l'exactitude de l'analyse du débit faite par TransCanada. Se fondant sur une comparaison des flux du réseau principal en 2003-2004 et 2004-2005, l'Ontario a conclu que des prévisions récentes que TransCanada avait dégagées de son modèle d'équilibre (par exemple, celles qui appuyaient la demande visant les droits et le tarif de 2004, RH-2-2004) s'étaient révélées de piètres indicateurs du débit du réseau principal, et a exhorté l'Office de ne pas se fier sur ces prévisions.

Opinion de l'Office

Les principaux facteurs dont l'Office doit tenir compte en évaluant le besoin des installations aux fins du transport gazier sont l'offre et la demande de gaz dans l'Ouest canadien, les marchés approvisionnés par le gaz de l'Ouest canadien et la répartition des flux de gaz parmi les divers pipelines partant de l'Ouest canadien, y compris le réseau principal. L'Office se rend compte que l'on ne connaît pas le niveau futur de chacune de ces variables ni l'incidence qu'elles pourraient avoir les unes sur les autres et que, par conséquent, toute prévision du marché gazier et du débit du réseau principal comportera forcément une certaine part d'incertitude. Dans des demandes antérieures présentées à l'Office qui incorporaient une estimation de l'utilisation future attendue des installations du réseau principal, une approche qui a fréquemment été utilisée pour tenir compte de cette incertitude consistait à établir un

30 BP ne faisait pas partie du groupe BCDENS lorsque celui-ci a retenu les services de A.S. Cheung & Associates pour effectuer l'examen en question.

scénario de base du débit du réseau principal et à assortir ce scénario de base d'une plage de possibilités raisonnable. En l'espèce, les demandeurs ont fourni un scénario de base, puis établi des distributions de probabilités à partir d'autres prévisions concernant l'offre et la demande de gaz dans l'Ouest canadien et la répartition des flux entre les pipelines afin de représenter une plage d'incertitude concernant ces variables.

L'Office constate que TransCanada s'est servie de son modèle d'équilibre dans le passé pour prévoir les flux de gaz sur le réseau principal, et il a jugé qu'il s'agissait d'une méthode raisonnable pour prévoir un scénario de base. L'Office convient avec TransCanada qu'on ne peut pas s'attendre à ce que des prévisions tiennent compte de circonstances inhabituelles qui débordent les expectatives normales, et il n'est pas disposé à rejeter l'utilisation de la méthode du modèle d'équilibre pour la prévision du débit du réseau principal simplement parce qu'elle n'a pas permis de tenir compte des phénomènes météorologiques violents qui se sont produits en 2004-2005.

L'Office estime que les prévisions basées sur des probabilités que les demandeurs ont présentées en l'espèce au sujet de l'offre, de la demande et de la répartition des flux offraient un moyen exhaustif et systématique d'évaluer les flux potentiels du réseau principal au cours des 10 à 15 prochaines années. Selon l'Office, cette démarche a permis de confirmer quantitativement que l'intervalle de flux projeté incorpore une plage raisonnable pour tenir compte de l'incertitude inhérente aux prévisions. La démarche a aussi fourni un moyen quantitatif d'évaluer le degré de risque assumé. L'Office juge qu'une analyse statistique assortie de probabilités constitue un outil utile pour évaluer la vraisemblance de divers scénarios. Il reconnaît que, dans le cas présent, ce type d'analyse représente une amélioration par rapport à des évaluations individuelles.

Tout en estimant que cette nouvelle démarche statistique est utile pour les besoins de la présente demande, l'Office constate que son exécution a posé certains problèmes en ce qui concerne l'évaluation des prévisions produites. À titre d'exemple, citons le malentendu concernant la question de savoir si les distributions P10, P50 et P90 pourraient être interprétées comme étant des scénarios significatifs. L'Office note que si TransCanada décidait d'employer une analyse statistique à l'avenir, elle pourrait songer à fournir plus d'éclaircissements sur la façon de préparer les distributions de probabilités des variables, sur le processus de Monte Carlo et sur la méthode de combinaison de distributions distinctes.

L'Office est d'avis que l'analyse que les demandeurs ont faite des caractéristiques fondamentales de l'offre et de la demande est exhaustive, compte tenu des données actuelles. Selon l'Office, les prévisions des demandeurs concernant l'offre et la demande de gaz dans l'Ouest canadien sont axées sur un scénario de base acceptable. De plus, les scénarios P10 à

P90 de l'offre et de la demande de gaz tiennent compte de l'incertitude inhérente aux prévisions. L'Office fait remarquer que les comparaisons avec les prévisions de tierces parties donnent l'assurance supplémentaire que les prévisions des demandeurs ne débordent pas les limites des attentes que d'autres peuvent envisager.

L'Office juge que les demandeurs ont présenté une évaluation solide des conditions régnant dans les marchés approvisionnés par l'offre de gaz de l'Ouest canadien et de la répartition des flux de gaz à destination de ces marchés. Par conséquent, l'analyse et les distributions de probabilités que les demandeurs ont présentées à l'égard de la répartition des flux de gaz hors bassin et du débit du réseau principal lui paraissent raisonnables.

GLJ a proposé un scénario qui combinait une offre élevée et une demande faible dans l'Ouest canadien et une répartition des flux sur le réseau principal fondée sur une période qui avait été marquée par des perturbations de l'offre dues à des ouragans. Aucune justification quantitative n'a été fournie au sujet du bien-fondé de combiner ces facteurs dans un même scénario ou de la probabilité qu'une conjoncture réunissant tous ces facteurs se produise. Selon l'Office, il n'a pas été démontré que cet ensemble de conditions du marché était assez crédible pour servir de base à la planification à long terme de l'utilisation du réseau principal. De plus, même si une telle conjoncture se produisait, il semble que la capacité du réseau serait suffisante pour absorber les flux journaliers moyens, en l'absence des installations visées par le transfert, et que les volumes prévus du SG en jour de pointe ne souffriraient pas non plus du retrait des installations.

Chapitre 4

Incidences éventuelles du transfert

Au cours de l'audience, les parties ont relevé un certain nombre d'aspects au regard desquels le transfert des installations pourrait avoir une incidence sur les expéditeurs de gaz. Les principaux effets examinés touchaient la suffisance de capacité sur le segment des Prairies, le coût du combustible, la perte éventuelle de recettes commerciales, la valeur de la capacité de réserve et l'incidence du transfert sur l'exploitation du réseau principal.

4.1 Suffisance de capacité sur le segment des Prairies

Les demandeurs ont déclaré que le réseau principal est un réseau de transport intégré qui est exploité de manière à ce que l'ensemble des besoins en service garanti et en services discrétionnaires soient satisfaits de la façon la plus efficace, sécuritaire et fiable possible. Les demandeurs s'attendaient à ce que le retrait des installations de l'exploitation du réseau intégré ait une incidence négligeable.

La capacité nominale de 100 p. 100 du réseau principal, dont la moyenne pré-transfert a été établie à environ 220,1 Mm^3/j (7,8 Gpi^3/j) et la moyenne post-transfert à environ 205,7 Mm^3/j (7,3 Gpi^3/j), suppose que toutes les installations sont disponibles dans des conditions de température saisonnières moyennes

La preuve produite initialement dans le cadre de la demande comparait le flux journalier moyen à la capacité nominale de 100 p. 100 en hiver, mais les demandeurs ont indiqué dans leur contre-preuve qu'il aurait été plus approprié, comme l'ont signalé BCDENS, de faire la comparaison avec une capacité redressée pour tenir compte de l'entretien (programmé et imprévu). Ils ont soutenu que si des facteurs de capacité d'exploitation étaient attribués pour tenir compte du besoin d'entretien continu, la capacité d'exploitation du réseau, durant une journée moyenne, serait inférieure à la capacité nominale de 100 p. 100. Les facteurs de capacité d'exploitation qui ont été retenus et appliqués à la capacité nominale de 100 p. 100, soit 96,2 % en été et 96,7 % en hiver, provenaient d'une étude des facteurs de capacité d'exploitation menée par TransCanada. Comme le montre le tableau 4-1, le redressement de la capacité nominale annuelle moyenne a fait baisser l'excédent de capacité post-transfert de 7,4 Mm^3/j (0,3 Gpi^3/j).

Les demandeurs ont confirmé que la condition de conception la plus critique qui puisse survenir sur le segment des Prairies est un jour de pointe l'été avec perte d'unité. Cette condition de conception a été utilisée, conformément aux pratiques passées de TransCanada, pour déterminer les exigences pré et post-transfert liées au service garanti.

Tableau 4-1
Capacité nominale annuelle moyenne pré et post-transfert redressée au moyen de facteurs de capacité d'exploitation[31]
Mm^3/j (Gpi^3/j)

	Capacité nominale de 100 p. 100 annuelle	Capacité d'exploitation nominale de 100 p. 100 annuelle redressée au moyen de facteurs de capacité nominale	Écart
Pré-transfert	220,0 (7,77)	212,2 (7,49)	7,9 (0,28)
Post-transfert	205,7 (7,26)	198,3 (7,00)	7,4 (0,26)

Selon les demandeurs, l'étude du débit a montré que, suivant le scénario de base, la capacité du réseau principal serait suffisante pour acheminer tous les volumes prévus, une fois pris en compte l'effet du transfert. Ils ont soutenu que l'analyse statistique avait démontré que le réseau principal aurait assez de capacité pour répondre à des besoins de transport correspondant à une large plage de probabilités concernant l'offre, la demande et sa part des flux, sur une base annuelle moyenne et en jour de pointe.

En réponse aux arguments de la témoin de BCDENS, M^me^ Cheung, les demandeurs ont indiqué que le profil d'expiration des contrats en vigueur tient compte des besoins en fait de combustible. Ils ont expliqué qu'un volume de 8,5 Mm^3/j (0,3 Gpi^3/j) a été affecté aux besoins de combustible en aval et que les besoins de combustible ont aussi été pris en considération dans le calcul de l'excédent de capacité sur le réseau principal. Les demandeurs en ont conclu qu'il continuerait à y avoir un excédent de capacité sur le réseau principal après le transfert.

Comme l'indique le tableau 4-2, les demandeurs ont prévu que, d'après le scénario de base du débit, l'excédent de capacité se chiffrerait entre 44,2 et 72,5 Mm^3/j (1,6 et 2,6 Gpi^3/j) au cours de la période de dix ans étudiée, par rapport aux flux annuels moyens.

Tableau 4-2
Excédent de capacité post-transfert du réseau principal (flux annuels moyens)[32,33]
Mm^3/j (Gpi^3/j)

Prévisions	2007	2009	2010	2015
10^e^ percentile	56,9 (2,0)	63,2 (2,2)	75,4 (2,7)	104,5 (3,7)
50^e^ percentile	45,9 (1,6)	45,3 (1,6)	55,0 (1,9)	69,7 (2,5)
Scénario de référence	44,5 (1,6)	44,2 (1,6)	54,1 (1,9)	72,5 (2,6)
90^e^ percentile	34,6 (1,2)	24,9 (0,9)	30,6 (1,1)	31,2 (1,1)

Dans l'évaluation de la capacité d'exploitation disponible du réseau principal en régime de service de pointe (ce qui comprend le service garanti et les services discrétionnaires), les demandeurs ont soutenu qu'il était raisonnable de comparer les exigences de transport à la capacité nominale de 100 p. 100 calculée pour l'hiver. À partir des flux de pointe indiqués dans le tableau 4-3, les demandeurs ont prévu qu'il y aurait un excédent de capacité se situant entre

31 Pièce B-21c.

32 Demande, annexe B, page 26, tableau 3, révisé le 7 novembre 2006 (pièce B-21c).

33 Flux entrant (comprend le combustible du segment des Prairies).

35,7 et 64,3 Mm^3/j (1,3 et 2,3 Gpi^3/j) au cours de la période à l'étude, suivant un scénario qui aurait 50 % de probabilité de se réaliser. Selon leur analyse, l'excédent de capacité le plus faible en régime de flux de pointe pourrait survenir en 2009, se chiffrant à 11,3 Mm^3/j (0,4 Gpi^3/j). Toutefois, il n'y avait que 10 % de probabilité que l'excédent de capacité atteigne un niveau aussi bas ou plus bas.

Tableau 4-3
Excédent de capacité post-transfert du réseau principal (flux de pointe)[34]
Mm^3/j (Gpi^3/j)

Prévisions	2007	2009	2010	2015
10e percentile	48,7 (1,7)	57,2 (2,0)	69,7 (2,5)	104,3 (3,7)
50e percentile	35,7 (1,3)	35,7 (1,3)	47,0 (1,7)	64,3 (2,3)
90e percentile	20,1 (0,7)	11,3 (0,4)	17,3 (0,6)	18,7 (0,7)

Selon l'analyse des demandeurs, une comparaison du profil d'expiration des contrats de SG en vigueur (incluant les besoins de combustible) avec les conditions de capacité d'exploitation les plus critiques (capacité post-transfert un jour de pointe avec perte d'unité essentielle) montrait qu'un excédent de capacité d'au moins 147,9 Mm^3/j (5,2 Gpi^3/j) serait disponible. Les demandeurs ont soutenu également que si les contrats de SG en vigueur étaient renouvelés à leurs niveaux actuels chaque année après le transfert, il resterait encore un excédent de capacité d'au moins 36,8 Mm^3/j (1,3 Gpi^3/j) pour répondre à la demande de SG, incluant les besoins de combustible.

Les demandeurs ont confirmé que, pendant la période comprise entre le 1er janvier 2000 et le 1er avril 2006, il n'y avait pas eu un seul jour où le réseau principal n'aurait pas été en mesure de satisfaire aux exigences liées au service garanti en l'absence des installations dont le retrait est proposé. Au cours de la même période, il y aurait eu, théoriquement, 79 jours où le service interruptible aurait été limité. Postérieurement à la construction du pipeline Alliance et à partir du 1er janvier 2001, il y aurait eu 54 jours où des limites auraient été imposées à l'égard du service interruptible. De ces 54 jours, 25 seraient survenus en octobre et novembre 2005 en raison d'une panne de compresseur prolongée, conjuguée à une forte demande dans l'Est pour le gaz de l'Ouest en vue de sa mise en stockage et de son exportation en réponse aux perturbations causées par les ouragans de 2005.

M. Engbloom, du cabinet Confer Consulting Ltd., qui témoignait pour le compte des demandeurs, a déclaré que les analyses de l'offre présentées par les demandeurs montrent que la conversion des installations au service de transport pétrolier ne réduit pas la qualité du service gazier garanti souscrit à partir du BSOC, y compris via le réseau principal. Accessoirement, il a conclu qu'il y a très peu de probabilité que la qualité du service interruptible se ressente de la conversion.

Dans des circonstances où il faudrait disposer d'une capacité additionnelle, les demandeurs ont indiqué que TransCanada envisagerait de modifier ses stratégies d'exploitation et la planification de l'entretien. De plus, s'il était impossible d'accéder à toutes les demandes de transport des

34 Demande, annexe G, page 15, tableau 3-4.

expéditeurs, TransCanada songerait à limiter en premier lieu les volumes du service interruptible (TI), ce qui serait conforme au niveau de priorité accordé au TI.

En réponse à une demande concernant l'incidence possible de la mise en service d'un gazoduc à partir de l'Alaska en 2016, les demandeurs ont indiqué qu'une nouvelle capacité d'exportation ne serait pas requise pour acheminer le gaz. Si le gaz de l'Alaska commençait à circuler avant 2016, il serait probablement nécessaire d'ajouter de la capacité à partir du BSOC peu importe que le transfert des installations se réalise ou non. TransCanada a souligné, cependant, qu'elle n'avait pas compté le gaz de l'Alaska dans ses prévisions à cause de la très grande incertitude entourant le moment de son arrivée.

CNR a soutenu, pour sa part, qu'il semblait très peu vraisemblable que la capacité de transport de gaz se révèle insuffisante. La preuve de SEMI corroborait l'analyse des demandeurs, indiquant que la capacité disponible sur le réseau principal de TransCanada serait suffisante pour acheminer les flux de gaz prévus sortant du BSOC.

Au nom de BCDENS, M^me^ Cheung a soutenu qu'il ne suffit pas de tenir compte seulement des contrats de SG pour déterminer la quantité de capacité requise. Elle a laissé entendre qu'au vu de l'utilisation récente du réseau, il se pourrait fort bien que les installations soient nécessaires pour assurer le transport de gaz à l'avenir.

Gaz Métro a déclaré que les usagers d'un réseau intégré tirent parti de la possibilité d'utiliser tous les biens de TransCanada pour optimaliser l'efficience des livraisons de gaz. Or, a-t-elle argué, le retrait des installations du service de transport de gaz perturberait l'équilibre du réseau, réduirait le degré de souplesse et placerait TransCanada dans la position où elle risquerait de manquer de capacité à certains moments dans l'année.

4.2 Coûts éventuels occasionnés aux expéditeurs de gaz

Les demandeurs ont soutenu que, d'après leurs prévisions, l'effet conjugué sur les coûts du retrait des installations du réseau principal et du retranchement de la VCN desdites installations de la base tarifaire de TransCanada se traduirait par un modeste avantage net pour les expéditeurs de gaz. BCDENS ont soutenu que le transfert des installations pourrait causer un préjudice aux expéditeurs de gaz de deux manières : premièrement, si les coûts du combustible se révélaient supérieurs à ceux que TransCanada avait prévus; deuxièmement, une perte appréciable de recettes de producteurs si le débit du réseau principal était supérieur à ce que TransCanada avait prédit.

4.2.1 Utilisation des compresseurs et risques associés au coût du combustible

Les demandeurs ont déclaré que pour transporter les flux prévus du segment des Prairies, il faudrait que les compresseurs actuels de TransCanada soient exploités à un taux d'utilisation plus élevé, ce qui accroîtrait la consommation de combustible. Ils prévoyaient que le transfert des installations entraînerait une augmentation d'entre 0,15 % et 0,21 % des ratios du combustible dans la zone de l'Est, au cours des années 2009 à 2013.

Les demandeurs ont indiqué que TransCanada a évalué, et qu'elle continuerait à évaluer, un certain nombre de changements qui pourraient être apportés aux compresseurs pour en rehausser l'efficacité et réduire les besoins prévus en combustible entraînés par le transfert des installations. Ils ont précisé que TransCanada avait envisagé de remplacer les unités plus vieilles et moins performantes, mais que, vu leur faible utilisation prévue, le coût en capital associé à l'achat de nouveaux compresseurs ne produirait pas assez d'économies de combustible pour justifier leur remplacement. En effet, des changements à l'équipement de compression ne procureraient des économies de combustible substantielles que dans le cas des unités plus neuves ayant un taux d'utilisation plus élevé, lesquelles incorporent déjà, pour la plupart, une technologie plus performante.

Les demandeurs ont soutenu que si les installations étaient retirées du service gazier, l'accroissement des coûts du combustible qui en résulterait serait compensé largement par la réduction des besoins en produits du réseau principal. Ils ont présenté une prévision de l'incidence que le retrait des installations aurait sur les besoins en produits et les coûts du combustible. Le chapitre 5 des présents Motifs de décision traite de la réduction des besoins en produits.

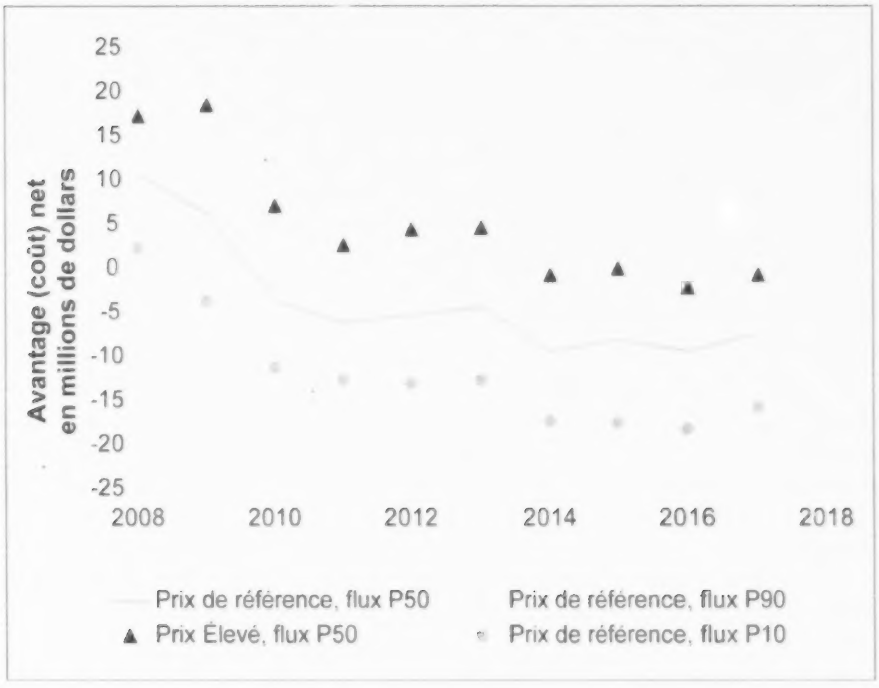
Le combustible du réseau principal est fourni directement par les expéditeurs. Le retrait proposé des installations ferait augmenter les besoins en combustible quel que soit le niveau des flux, en supposant qu'aucun changement ne survienne du point de vue de l'efficacité des compresseurs. Les demandeurs ont présenté des analyses indiquant une fourchette de coûts ou d'économies nets éventuels pour les expéditeurs, selon diverses prévisions de débit et de prix du gaz. La figure 4-1 illustre divers scénarios concernant le coût du combustible et les avantages nets.

Au cours de l'audience, les parties ont discuté de la question de savoir qui devrait assumer le risque d'une augmentation des coûts du combustible. Les demandeurs ont indiqué que leur prévision de l'avantage net se fonde sur une évaluation très minutieuse. Cependant, TransCanada ne serait pas disposée à accepter le risque si l'augmentation des coûts du combustible était supérieure à la réduction des besoins en produits. Les demandeurs ont déclaré que des risques associés à des prévisions gazières ne sont pas le genre de risque que TransCanada assumerait normalement et que l'industrie a décidé qu'il vaut mieux que l'entreprise ne s'expose pas à la volatilité à court terme, afin de maintenir le coût du capital au plus bas niveau possible, ce qui se traduit par des droits de transport aussi bas que possible. Par ailleurs, accepter de tels risques pourrait modifier le profil de risques de l'entreprise et se répercuter sur le rendement des capitaux propres. De plus, si l'Office décidait que les expéditeurs de pétrole de Keystone doivent assumer le risque associé à une augmentation des coûts du combustible supérieure à la réduction des besoins en produits, il faudrait alors que les demandeurs déterminent si les expéditeurs de pétrole accepteraient une telle condition. Cela pourrait retarder le projet ou même en compromettre la réalisation.

Le groupe des expéditeurs de Keystone estimait que la prévision des demandeurs indiquant un modeste avantage positif net était raisonnable. Néanmoins, les témoins du groupe ont déclaré qu'à titre d'expéditeurs de pétrole, ils n'étaient pas disposés à accepter le risque si l'augmentation des coûts du combustible était supérieure à celle que prévoyaient les demandeurs. Ils ont argué qu'il serait très compliqué de déterminer les coûts en question, que le montant serait négligeable dans le contexte des droits pipeliniers exigés dans le réseau, que le concept serait

contraire au principe de causalité des coûts et qu'il serait inapproprié que les expéditeurs de pétrole assument des responsabilités indéterminées et indéfinies. Le groupe des expéditeurs de Keystone a ajouté qu'il a accepté un risque en signant des conventions de transport et en s'engageant à devenir éventuellement propriétaire à 50 % du pipeline Keystone, et qu'on ne devrait pas lui demander d'assumer plus de risques au nom de l'industrie.

Figure 4-1
Avantage (coût) net pour les expéditeurs



L'Ontario a fait valoir que, s'il est déraisonnable que TransCanada et les expéditeurs de pétrole assument le risque associé au prix du gaz combustible, il est tout aussi déraisonnable que les clients du réseau principal le fassent. L'Ontario a argué qu'il serait injuste que ceux qui profitent de la conversion et qui créent un surcroît de risque s'en déchargent sur le dos d'autres personnes. Selon l'Ontario, le risque devrait accompagner l'avantage. Pour fournir la preuve du niveau de risque, l'Ontario a fait remarquer qu'il suffit de substituer la prévision du prix du gaz de 2006 de Sproule Associates Limited à la prévision du prix du gaz combustible que les demandeurs ont établie pour que l'incidence économique globale prévue de la conversion passe d'un avantage positif net à un effet négatif net.

Enbridge Gas Distribution Inc. a déclaré que si l'Office approuvait la demande, il devrait assortir son approbation d'une condition qui dégage les expéditeurs du réseau principal de toute responsabilité. Gaz Métro s'inquiétait aussi de l'accroissement prévu des volumes de combustible et des prévisions de prix appliquées à ces volumes. Elle a déclaré que s'il approuvait la demande, l'Office, dans sa décision, devrait ordonner qu'un mécanisme soit mis en place pour protéger les expéditeurs de gaz.

Centra Gas Manitoba Inc. et Compagnie pétrolière impériale Ltée (l'Impériale) étaient en faveur de la vente des installations, mais elles ont souligné qu'il ne serait pas approprié que des expéditeurs de gaz existants, qui se sont engagés vis-à-vis du réseau principal, aient à supporter le risque associé à une augmentation des coûts du combustible.

Le SCEP a argué qu'un motif qui justifierait le rejet de la demande réside dans le fait qu'elle entraînerait non seulement une augmentation des coûts du combustible, mais aussi une augmentation des émissions de gaz à effet de serre (GES), à cause de l'utilisation accrue des motocompresseurs.

4.2.2 Perte éventuelle de recettes commerciales

Selon le groupe BCDENS, la perte de recettes de vente de gaz qui pourrait se produire si le débit du réseau principal était supérieur à ce que TransCanada avait prédit est un autre préjudice que pourraient subir les expéditeurs de gaz.

Les demandeurs, au moyen du témoignage de M. Gordon Engbloom, ont soutenu qu'il faudrait qu'une insuffisance improbable de capacité se produise pour que les recettes commerciales en soient affectées. Cette assertion se fondait sur les prévisions de débit de TransCanada jusqu'à l'année 2020, qui indiquent qu'une capacité de transport garanti à partir du BSOC serait toujours disponible sans aucune restriction et qu'il y a seulement une très faible probabilité que les expéditeurs ne puissent pas avoir accès au service interruptible.

Selon les demandeurs, dans le cas improbable où l'offre surpasserait la capacité, la perte de recettes commerciales, s'il y en avait une, serait minime et de courte durée, puisque le gaz qui n'arriverait pas à sortir du BSOC un jour donné pourrait le faire peu de temps après, voire le lendemain.

M. Engbloom a quantifié l'incidence sur les recettes en calculant l'écart entre les revenus procurés par la vente de gaz un jour de pointe et sa vente un ou deux jours plus tard. Dans l'exemple qu'il a fourni, il a calculé que si une offre de gaz de 14,2 Mm^3/j (0,5 Gpi^3/j) était inaccessible quatre jours dans l'année en raison de contraintes de capacité, le coût en recettes perdues s'établirait à 2 millions de dollars par jour, ou 8 millions de dollars par année. En affectant une probabilité de réalisation de 1 % au scénario d'un excédent de l'offre durant quatre jours de pointe, M. Engbloom a estimé que l'effet sur les recettes serait moins que 0,1 million de dollars. Les intervenants n'ont pas fourni d'estimations pour réfuter ce chiffre.

Par comparaison, les recettes qui risqueraient d'être perdues si un manque de capacité d'oléoduc imposait des contraintes sur les marchés pétroliers pourraient être de l'ordre de plusieurs milliards de dollars, selon l'avis des demandeurs. En supposant un accroissement de 5 $ de l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le brut lourd, M. Engbloom a calculé que la perte annuelle de recettes se chiffrerait à 3 milliards de dollars. Si l'on prend les écarts de prix observés depuis 2004, y compris durant les 8 premiers mois de 2006, la perte de recettes pourrait être de l'ordre de 9 milliards de dollars par année.

BCDENS ont rejeté l'estimation des demandeurs selon laquelle les pertes de recettes du pétrole pourraient s'élever à 9 milliards de dollars, en précisant que l'analyse de TransCanada faisait

défaut. Le groupe a fait remarquer notamment que TransCanada n'avait pas étayé les écarts de prix utilisés pour son analyse et que la possibilité qu'un autre oléoduc soit construit, pour ainsi réduire la durée des contraintes de capacité pipelinière, n'avait pas été envisagée. TransCanada a répliqué en citant l'étude qui sous-tendait l'analyse, soit le rapport de Purvin & Gertz.

4.2.3 Valeur de la capacité de réserve

Les demandeurs ont soutenu qu'il est souhaitable de conserver un excédent de capacité dans le réseau principal pour prévenir que les prix du BSOC deviennent « isolés » des prix du gaz en vigueur en Amérique du Nord et que le potentiel de production de gaz ne soit pas pleinement exploité. M. Engbloom a exprimé l'avis qu'une capacité de réserve économiquement efficiente est conçue de manière à satisfaire aux besoins de transport liés aux contrats de service garanti à long terme même lorsqu'une partie de la capacité totale n'est pas disponible pour cause d'entretien. Les demandeurs estimaient que le réseau principal, de par sa conception, incorporait une telle capacité de réserve même avec le retrait des installations. TransCanada a déclaré que, si le projet Keystone proposé ne se réalisait pas, elle laisserait les installations en place et il faudrait résoudre le problème de surcapacité du réseau à un moment ultérieur.

Selon M. Andrew Safir de la firme Recon Research Corporation, qui témoignait pour le compte de BCDENS, les demandeurs n'avaient pas prêté assez d'attention aux avantages économiques associés à un excédent de capacité, spécialement ceux qui ont trait au fonctionnement concurrentiel de l'ensemble d'un réseau. Il a soutenu qu'une des raisons qui fait que les installations dont on propose le transfert sont économiquement nécessaires au transport du gaz naturel réside dans l'avantage de disposer d'une certaine capacité de réserve pour permettre l'expédition de gaz du BSOC en cas de poussées soudaines de la demande sur le marché nord-américain. À son avis, il faut un excédent de capacité de 10 à 20 % pour garantir une coordination harmonieuse des marchés. Lorsque l'utilisation de la capacité dépasse la barre des 80 à 90 %, des contraintes de capacité se manifestent et les prix du gaz naturel s'en ressentent. M. Safir a aussi avancé que le rapport entre le débit de pointe et la capacité réelle est un indicateur utile à employer pour analyser les besoins pipeliniers car, à son avis, cela fournit de meilleurs renseignements sur la demande réelle de capacité pipelinière et une mesure plus réaliste des goulets d'étranglement de la capacité que ne le fait le modèle d'équilibre de TransCanada. Il jugeait que la capacité ne peut être qualifiée d'abondante que si elle est suffisante pour servir les besoins de pointe des clients sans fausser les signaux de prix sur le marché des produits gaziers.

M. Safir a déclaré que son examen du rapport entre l'utilisation de la capacité du réseau principal et le prix de base Dawn-Alberta au cours de la période de janvier 2003 à mars 2006 a révélé que des contraintes de capacité avaient affecté les prix du gaz naturel. Il a expliqué, en effet, qu'une fois que l'utilisation de la capacité dépassait 85 %, l'écart de prix entre le bassin et le point de livraison sur le marché commençait à grimper appréciablement au-dessus du coût du transport. À son avis, ceci constitue un excellent indicateur de circonstances dans le passé où il a existé une pénurie relative de capacité de transport depuis le BSOC à destination de l'Est du Canada. D'après son étude des flux antérieurs récents du réseau principal, l'utilisation de la capacité a souvent dépassé 85 %. Selon lui, l'effet de périodes de forte utilisation sur les écarts de prix bassin-marché illustrait l'avantage économiquement important de disposer d'une capacité de réserve pour répondre à des poussées de la demande.

M. Safir a prétendu que les expéditeurs sont disposés à continuer à payer pour la capacité de réserve du réseau principal en tant que composante de la base tarifaire. Il a soutenu que cette « volonté de payer » est manifestée par le fait que les expéditeurs faisant partie du groupe BCDENS, dont les contrats de SG comptent pour environ 30 % du débit total, ont indiqué qu'ils étaient prêts à continuer à assumer le coût des installations. M. Safir a soutenu que l'Office devrait accorder beaucoup de poids à la position de BCDENS puisque ce groupe engage des ressources financières dans le réseau principal.

M. Engbloom a répliqué qu'il était faux d'établir une relation entre la capacité de réserve et la demande en jour de pointe, et inexact de laisser entendre que de rares pointes de prix journalières reflètent une insuffisance de capacité pipelinière. Il a argué que telle n'est pas la pratique communément employée par les services publics parce qu'il serait trop coûteux de conserver une telle quantité de capacité pipelinière pour qu'il n'y ait jamais de pointes de prix journalières. Selon M. Engbloom, il devrait y avoir une relation d'arbitrage entre l'écart de prix de base et les coûts de transport qui reflète les périodes de relative abondance ou de relative rareté de la capacité pipelinière. Il a laissé entendre que M. Safir n'avait pas reconnu que cette relation d'arbitrage est normale dans l'industrie et n'a donc pas compris que les expéditeurs ne veulent pas payer pour un surplus additionnel de capacité pipelinière simplement pour prévenir des pointes occasionnelles dans les prix journaliers.

Les demandeurs ont soutenu qu'il y avait des failles dans l'examen que M. Safir avait fait du rapport entre l'utilisation de la capacité du réseau principal et le prix de base Dawn-Alberta. Déclarant qu'ils avaient corrigé ses erreurs concernant le segment du trajet de transport, ils ont indiqué que les données corrigées, utilisant les prix et les taux de change journaliers, révélaient que l'écart de prix marché-bassin a rarement dépassé le coût du transport de plus de 50 cents US. Par ailleurs, les données corrigées n'appuyaient par la prétention de M. Safir selon laquelle l'écart de prix marché-bassin grimpait fortement au-dessus du coût du transport dès que l'utilisation de la capacité dépassait 85 %.

Selon les demandeurs, le groupe BCDENS semblait laisser entendre que TransCanada devrait être tenue de conserver assez de capacité non seulement pour couvrir des flux totaux raisonnables, mais aussi pour absorber des flux de pointe par le truchement des services discrétionnaires, et qu'elle devrait être tenue de conserver l'option de pouvoir acheminer des volumes de gaz à un marché précis. Selon l'avis des demandeurs, la valeur que représente l'option d'acheminer le gaz jusqu'au marché de l'Est est considérablement plus élevée que le coût payé par les expéditeurs de gaz.

Les demandeurs ont soutenu qu'une indication plus ferme de leur volonté de payer pour cette option aurait été que BCDENS souscrivent du service jusqu'à concurrence de la capacité incluant les installations de la canalisation 100-1 pendant une certaine période qui va au-delà de la date du projet Keystone. Ils ont fait valoir qu'il y avait près de 56,6 Mm^3/j (2,0 Gpi^3/j) de capacité disponible au cours de l'hiver 2006-2007 que BCDENS n'avaient pas souscrits. De plus, certaines des sociétés du groupe BCDENS n'avaient pas renouvelé pour 221,1 milliers de gigajoules par jour (210,0 Mpi^3/j) de contrats de transport à grande distance, à compter du 1er novembre 2006. Ceci avait été compensé par de nouveaux contrats totalisant 238,1 milliers de gigajoules par jour (226,0 Mpi^3/j), mais, de ces contrats, seulement 73, 4 milliers de gigajoules par jour (70,0 Mpi^3/j) représentaient du transport à grande distance, le reste des volumes

souscrits étant du transport à partir d'Emerson (Manitoba) vers des points en aval. D'autres contrats visant 210,2 milliers de gigajoules par jour (200,0 Mpi^3/j) de capacité allaient expirer d'ici la fin d'avril 2007. Les demandeurs ont argué que les membres du groupe BCDENS avaient réduit leur « volonté de payer » sur le segment des Prairies d'un total de près de 355,0 milliers de gigajoules par jour (337,0 Mpi^3/j), ce qui est plus que la capacité de transport en hiver dont ils seraient privés si le transfert était approuvé.

4.3 Incidence du transfert sur l'exploitation du réseau principal

4.3.1 Température de refoulement

Les demandeurs ont indiqué que la température de refoulement du gaz à la sortie des compresseurs existants augmenterait de façon négligeable. Selon leurs prévisions, la température de refoulement moyenne dans le segment des Prairies augmenterait d'environ 0,5 °C pour les flux attendus, et resterait bien en deçà de la limite maximale de conception de 50 °C. Les demandeurs ont soutenu que, du point de vue de l'intégrité du pipeline, l'augmentation de la température de refoulement aurait une incidence négligeable.

Le groupe BCDENS a soutenu que l'utilisation plus intensive de l'équipement de compression existant pourrait faire augmenter la température de refoulement de plus que la hausse prévue de 0,5 °C en cas de débits élevés et a laissé entendre qu'il y aurait lieu d'approfondir l'étude de cet aspect pour s'assurer que l'intégrité du pipeline n'est pas mise en cause.

4.3.2 Décalage de capacité

Les demandeurs ont indiqué que le transfert des installations réduirait la quantité maximale de gaz que le segment des Prairies peut fournir aux installations en aval, mais que la capacité du segment du nord de l'Ontario, du pipeline de Great Lakes Gas Transmission (GLGT) et d'autres gazoducs en aval ne changerait pas. Ainsi, après le transfert, les gazoducs en aval pourraient encore acheminer de 5,7 à 8,5 Mm^3/j (0,2 à 0,3 Gpi^3/j) de gaz de plus que ce que le segment des Prairies pourrait fournir (voir le tableau 4-5). Les demandeurs ont indiqué que, pour que cet écart pose un problème, il faudrait que tous les gazoducs en aval fonctionnent pratiquement à pleine capacité tous en même temps. Ils ont noté que le segment du nord de l'Ontario atteint actuellement sa capacité de pointe durant l'hiver, tandis que le pipeline de GLGT le fait pendant l'été, et qu'ils étaient d'avis, par conséquent, que ce décalage de capacité ne représenterait pas un problème après le transfert.

Tableau 4-4
Comparaison des capacités nominales post-transfert
Mm^3/j (Gpi^3/j)[35]

	Capacité nominale de 100 p. 100 post-transfert	
	Hiver	Été
Sommaire pour les Prairies		
Segment des Prairies à Empress (SK)	212.5 (7.5)	201.1 (7.1)
moins : livraisons et combustible	28.3 (1.0)	22.7 (0.8)
volume net partant des Prairies	**184,1 (6,5)**	**178,5 (6,3)**
Sommaire pour l'Ontario		
Segment du nord de l'Ontario	121.8 (4.3)	119.0 (4.2)
Great Lakes à St. Clair	70.8 (2.5)	65.2 (2.3)
volume total entrant dans la région de l'Ontario	**192,6 (6,8)**	**184,1 (6,5)**
Décalage de capacité	**-8,5 (-0,3)**	**-5,7 (-0,2)**

4.3.3 Remplacement de la capacité

Les demandeurs ont indiqué que si la production gazière dépassait toutes les prévisions actuelles au point où il faudrait une capacité additionnelle à l'avenir, il serait possible de répondre à ce besoin grâce à l'ajout d'installations de compression. Ils ont soutenu que, pendant la saison hivernale, la capacité pourrait être accrue d'environ 7,9 Mm^3/j (0,25 Gpi^3/j) par l'ajout de deux motocompresseurs à un coût d'environ 65 millions de dollars, soit la VCN estimative des installations au 1er mai 2008. Selon eux, ceci éliminerait en majeure partie le décalage de capacité avec les installations en aval. Une solution de rechange consisterait à installer trois motocompresseurs à un coût de 100 millions de dollars, ce qui permettrait de remplacer 8,5 Mm^3/j (0,3 Gpi^3/j), soit l'équivalent du décalage de capacité durant l'hiver. Les demandeurs ont laissé entendre qu'il y aurait plusieurs autres moyens de compenser la perte de capacité s'il était jugé nécessaire de le faire, tels que de nouveaux doublements, le stockage, des services de transport, l'accroissement de la pression maximale d'exploitation, le remplacement de l'équipement de compression vieillissant, ou toute combinaison de ces solutions.

L'Impériale a soutenu que s'il était nécessaire de remplacer la capacité perdue en raison du transfert des installations, TransCanada et Keystone devraient absorber le coût de toutes nouvelles installations.

35 Réponse de TransCanada à la demande de renseignements 12(b) de BCDENS.

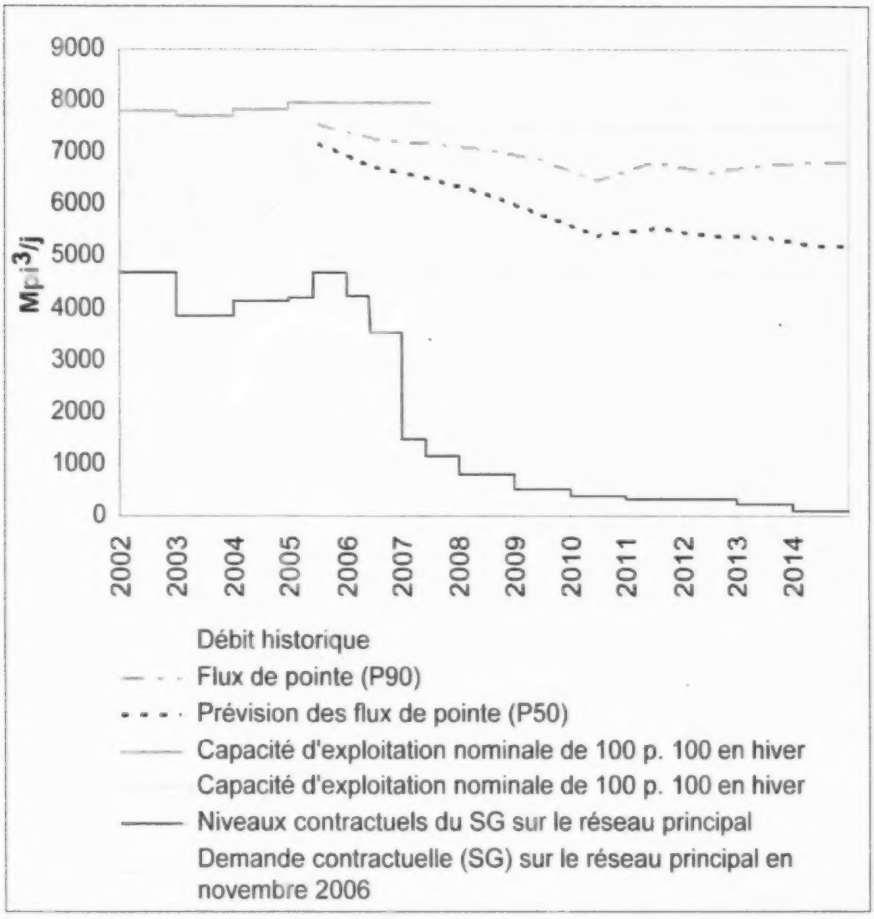
Opinion de l'Office

L'analyse des flux de pointe et des flux annuels moyens effectuée par les demandeurs montre que la capacité du réseau principal serait suffisante suivant les prévisions de débit P10, P50 et P90. L'Office juge que le critère pertinent pour déterminer ce qui représente une capacité suffisante dans le réseau principal est l'aptitude du pipeline à répondre aux demandes attendues de service garanti. L'analyse statistique et l'étude du débit que les demandeurs ont produites incorporaient une fourchette de possibilités vraisemblable concernant les flux du réseau principal, tenant compte à la fois du SG et des services discrétionnaires. Au vu de ces études, les demandeurs ont démontré à la satisfaction de l'Office que même en supposant le retrait des installations du service de transport gazier, le réseau pourrait répondre à la demande de service garanti actuellement réservée par des contrats. En fait, il pourrait continuer de répondre à la demande de service garanti même si les contrats étaient reconduits au niveau actuel. Selon l'Office, le fait que le réseau puisse recevoir les flux de pointe établis selon les prévisions P90 et P50 montre que des services discrétionnaires seraient fournis à un niveau acceptable (voir la figure 4-2).

BCDENS ont fait valoir que les installations sont non seulement utilisées et utiles, mais qu'elles sont nécessaires parce qu'elles assurent une capacité de réserve grâce à laquelle les prix dans le BSOC sont solidaires de ceux qui ont cours sur les marchés à haut rendement desservis par le réseau principal. L'Office a pris note de l'opinion exprimée par BCDENS voulant que la suffisance de la capacité du réseau principal devrait être évaluée en lien avec le débit de pointe et que les installations devraient continuer de servir au transport de gaz tant et aussi longtemps que les expéditeurs de gaz sont disposés à en assumer les frais.

Dans les circonstances qui nous intéressent, l'Office ne croit pas qu'il devrait y avoir relation entre la capacité du segment des Prairies et les besoins de pointe. Cela constituerait une utilisation inefficace, voire un gaspillage, des ressources. L'Office ne croit pas non plus que le scénario de rechange proposé par BCDENS, qui combine une offre élevée et une demande faible dans l'Ouest canadien avec une répartition des flux fondée sur une période qui a été marquée par des conditions de marché extrêmes, soit assez crédible pour qu'il soit justifié de l'adopter pour la planification à long terme de l'utilisation du réseau principal. Même si de telles conditions rares, tel que l'effet des ouragans survenus en 2005, se produisaient de nouveau, la preuve démontre que le réseau pourrait absorber les flux journaliers moyens en l'absence des installations visées par le transfert, et que les volumes du SG en jour de pointe n'en souffriraient pas.

Figure 4-2
Prévision de la capacité et des flux de pointe du réseau principal par rapport aux niveaux contractuels du SG (combustible exclu)



L'Office juge qu'un indicateur clé du fonctionnement efficient des marchés du gaz naturel est la disponibilité d'une capacité pipelinière suffisante pour transporter le gaz naturel depuis les régions productrices jusqu'aux marchés. Un critère de mesure de la suffisance de capacité repose sur le principe selon lequel l'écart de prix (ou le prix de base) entre deux points d'un pipeline sera égal ou inférieur au coût du transport s'il existe une capacité suffisante. Aussi longtemps que l'écart de prix reste inférieur au droit du service garanti majoré du coût du combustible, le marché donne la preuve qu'il existe une capacité suffisante entre les deux points d'établissement des prix. Lorsque la capacité pipelinière entre deux points du marché est insuffisante, le prix de base est supérieur au coût du transport. En pareil cas, les prix du gaz dans une région particulière peuvent être isolés de ceux qui prévalent dans un marché intégré. Pendant plusieurs années au milieu des années 90, les prix du gaz dans le BSOC ont été isolés de ceux qui avaient cours dans la plupart des régions de

marché de l'Amérique du Nord, et plus faibles que ceux-ci. Jusqu'au moment où une capacité d'enlèvement supplémentaire a été mise en place, les producteurs de gaz de l'Ouest canadien ont perdu des recettes. Compte tenu des explications qui précèdent, l'Office ne croit pas cependant qu'en l'espèce, le retrait des installations du service de transport gazier aurait pour effet d'isoler les prix du gaz produit dans le BSOC des prix ayant cours dans les marchés à haut rendement du réseau principal.

Une évaluation minutieuse de l'utilisation de la capacité du réseau principal et du prix de base Dawn-Alberta pendant la période de janvier 2003 à mars 2006 a révélé qu'il y avait eu peu de circonstances où le prix de base avait dépassé le coût du transport. Ces cas correspondaient à des situations extraordinaires pour lesquelles il ne serait pas prudent de se doter d'une infrastructure gazière supplémentaire. BCDENS ont soutenu qu'ils avaient besoin de la capacité représentée par la canalisation 100-1 pour garantir que le BSOC continue à faire partie d'un marché intégré ainsi que pour être en mesure de répondre à des poussées de la demande et pour éviter les pertes de recettes. L'Office convient que l'analyse des demandeurs démontre que la quantité de capacité de réserve sur le réseau principal en 2015 sera probablement semblable à ce qu'elle est en 2006. Selon l'Office, ce niveau de capacité de réserve devrait permettre que les prix du gaz dans le BSOC restent reliés à ceux qui prévalent sur les marchés nord-américains.

Quant à l'assertion de BCDENS selon laquelle il est démontré que la canalisation 100-1 est nécessaire étant donné que les expéditeurs sont disposés à payer pour les installations en tant que composante de la base tarifaire, l'Office estime que les expéditeurs ont droit au service qu'ils retiennent par contrat et il constate que le récent profil de non-renouvellement des contrats de service ne soutient pas vraiment la prétention de BCDENS que cette la capacité associée aux installations est nécessaire.

L'Office remarque que TransCanada a examiné une large gamme de possibilités, en employant différentes prévisions du débit et du coût du combustible, afin d'évaluer l'incidence du transfert sur le coût du combustible. L'Office accepte l'assertion des demandeurs portant que la probabilité que les scénarios P10 ou P90 se réalisent au cours d'une année donnée est faible et que la probabilité qu'ils se réalisent dans plus d'une année est encore plus faible. Par conséquent, l'Office trouve raisonnable l'analyse des coûts du combustible que les demandeurs ont produite.

Selon l'Office, le risque associé aux coûts du combustible ne sera vraisemblablement pas grand et constitue le genre de risque qu'assument normalement des expéditeurs de gaz. L'Office juge que les expéditeurs de gaz n'ont pas un droit acquis d'être protégés contre des augmentations de coûts. Les expéditeurs de gaz du réseau principal profiteront du retrait des

installations sous la forme d'une réduction des besoins en produits et assumeront le risque de payer des coûts du combustible plus élevés, dus à la hausse du prix du gaz, comme ils l'ont fait par le passé.

L'Office constate également qu'aucune estimation des coûts n'a été mise de l'avant pour contrer celles que les demandeurs ont fournies au sujet d'éventuelles conséquences négatives du point de vue des recettes commerciales. Les demandeurs ont affirmé que de telles conséquences sont improbables, vu la faible probabilité qu'il se produise des contraintes de capacité. L'Office est du même avis.

L'Office a réfléchi à la remarque de l'Impériale portant que, s'il était nécessaire de remplacer la capacité qui serait perdue en raison du retrait des installations, TransCanada pourrait ajouter la compression nécessaire à ses propres frais, ou aux frais des bénéficiaires du projet Keystone. Selon l'Office, il n'y a aucune raison convaincante de croire que les expéditeurs du réseau principal ne devraient pas être responsables des coûts associés aux changements futurs dans la configuration du réseau, comme c'est habituellement le cas. Quoi qu'il en soit, la répartition des coûts de nouvelles installations est une question qui devra être débattue lorsqu'une demande sera déposée.

En plaidoirie finale, le SCEP a exprimé des préoccupations au sujet des émissions de GES qui résulteraient de l'utilisation accrue de motocompresseurs. L'Office fait remarquer qu'au moment d'approuver la construction et l'exploitation des installations actuelles du réseau principal, il examine le caractère approprié des pressions d'exploitation proposées pour les canalisations et l'équipement connexe, y compris les motocompresseurs. Par conséquent, les ordonnances en vigueur autorisent TransCanada à exploiter le réseau principal et les compresseurs dans les limites de pression approuvées, même s'il est nécessaire (en raison des impératifs d'exploitation) de faire fonctionner les compresseurs avec une plus grande fréquence ou à un régime plus élevé que ceux auxquels ils ont été utilisés dans un passé récent. Étant donné que les demandeurs n'ont pas sollicité de modifications aux approbations en vigueur concernant les conditions d'exploitation, TransCanada est encore autorisée à exploiter les compresseurs dans les limites que l'Office a autorisées antérieurement.

L'Office se rend compte que si les installations sont retirées du service de transport gazier, les compresseurs du réseau principal seront soumis à un taux d'utilisation plus élevé; ceci aura des conséquences sur les besoins en combustible et, en bout de ligne, sur les coûts de réparation et de révision de l'équipement de compression. L'Office estime toutefois que ces conséquences sont acceptables. L'Office est également d'avis que, selon toute probabilité, le maintien du service gazier sur le réseau principal n'exigera pas d'installations nouvelles et que le transfert des installations n'entraînera pas la sous-utilisation d'installations en amont ou en aval.

L'Office constate que la réduction de capacité de 14,2 Mm^3/j (0,5 Gpi^3/j) sur le segment des Prairies causerait un décalage de 5,7 à 8,5 Mm^3/j (0,2 à 0,3 Gpi^3/j) par rapport à la capacité des installations en aval. L'Office accepte le point de vue des demandeurs selon lequel un décalage de capacité ne serait pas un problème parce que les flux de pointe des divers gazoducs en aval surviennent à des moments différents et qu'il est donc improbable que toutes les installations en aval fonctionnent à pleine capacité en même temps.

Certaines parties ont soulevé des préoccupations au sujet du fait que des taux d'utilisation plus élevés des compresseurs entraîneraient une hausse de la température du gaz à la sortie des compresseurs, mais l'Office constate que la température de refoulement demeurerait dans les limites de la plage des températures de conception.

Chapitre 5

Transfert à la valeur comptable nette

Les demandeurs ont indiqué que le prix des biens à transférer de TransCanada à Keystone devrait correspondre à la VCN des biens à la date où le transfert aurait lieu en mai 2008. La VCN des installations s'élevait à 76,3 millions de dollars au 31 décembre 2005 et serait de l'ordre de 65,1 millions de dollars au moment du transfert. On calculerait la VCN en soustrayant l'amortissement cumulé estimatif de 104,4 millions de dollars du coût comptable des installations, qui est de 169,5 millions de dollars. Les demandeurs ont déclaré que la VCN représente un prix juste et raisonnable autant dans la perspective de l'acheteur que de celle du vendeur, et que son utilisation facilite la perception de droits concurrentiels fondés sur les coûts, qui ont déjà été mis à l'épreuve sur le marché. Ils ont ajouté que l'utilisation de la VCN serait conforme au principe de la tarification en fonction du coût d'origine, ainsi qu'aux règlements de l'Office et aux précédents réglementaires.

Le processus d'appel de soumissions du projet Keystone s'est appuyé sur des droits qui reflètent la VCN des installations. Les demandeurs ont déclaré qu'un prix de transfert plus élevé, entraînant des droits plus élevés, pourrait compromettre les engagements contractuels qui sont les fondements mêmes de la viabilité commerciale du pipeline Keystone. De plus, le transfert d'installations à leur VCN d'un service public réglementé à un autre garantit qu'un groupe de clients ne soit pas avantagé au détriment d'un autre, et que l'entité consolidée ne touche pas un rendement excessif en transférant des biens à une société affiliée à une valeur plus élevée que leur VCN. Les demandeurs ont souligné, de plus, que le transfert des installations à leur VCN est en accord avec le *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (RNCO) et le *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs* (RNCG) de l'Office national de l'énergie, qui prescrivent que lorsque des installations sont achetées d'une société affiliée, le coût d'origine des installations et l'amortissement cumulé sont inscrits au compte de la société acheteuse.

Dans le calcul de la VCN de 65,1 millions de dollars, on a supposé qu'il n'y aurait aucun ajout de coûts d'immobilisations ni de coûts de remplacement de canalisations à compter du 31 décembre 2005 jusqu'à la date du transfert, et le taux d'amortissement courant de 2,8 % approuvé pour les pipelines a été appliqué à cette même période. Pour déterminer les soldes du coût comptable et de l'amortissement cumulé propres aux installations à transférer, un ratio de distance a été appliqué aux soldes respectifs pertinents des canalisations de la Saskatchewan et du Manitoba. Le ratio de distance est le quotient de la longueur du segment à transférer par la longueur totale de la canalisation de 864 mm de d.e. dans chacune des provinces.

Le montant du transfert peut faire l'objet de redressements pour des dépenses ayant la nature d'immobilisations, minorés de l'amortissement pour la période du 31 décembre 2005 à la date de clôture. Le montant prévu des dépenses en immobilisations associées à l'intégrité du pipeline pour les années 2006 à 2008 (inclusivement) est 0,9 million de dollars. Ces dépenses accroîtraient la VCN. TransCanada a déclaré qu'elle n'envisageait pas d'autres circonstances

susceptibles d'avoir un effet sur le montant du transfert. Elle a affirmé également qu'une variation de 10,0 millions de dollars de la VCN n'aurait pas un effet important sur les expéditeurs.

Aucun des intervenants ne s'est opposé à l'utilisation de la VCN comme prix de transfert.

Les demandeurs ont prévu que le retrait des installations réduirait les besoins en produits de TransCanada d'un montant de 112,6 millions de dollars, calculé en fonction de la VCN sur une période de dix ans. La réduction prévue des besoins en produits tient principalement à la diminution de la dotation aux amortissements, des impôts, des frais d'exploitation et d'entretien, du rendement de la base tarifaire et des coûts associés à l'intégrité du pipeline. Aucune des parties n'a déposé de preuve ou exprimé des préoccupations au sujet de la réduction prévue des besoins en produits.

Opinion de l'Office

L'Office constate que la proposition voulant que les installations soient transférées à un prix correspondant à leur VCN n'a pas été contestée. Il estime qu'il est approprié en l'espèce d'utiliser la VCN comme montant du transfert, cela étant conforme aux pratiques et aux principes en vigueur ainsi qu'aux dispositions du RNCO et du RNCG. L'Office autorise les demandeurs à réduire la base tarifaire de TransCanada d'un montant égal à la VCN des installations à la date de vente, et est disposé à autoriser Keystone à inscrire la VCN des installations sous le poste des installations pétrolières en voie de construction du pipeline Keystone à la date du transfert, puis à l'ajouter dans la base tarifaire du pipeline Keystone au moment de sa mise en service, le cas échéant, aux fins du transport de pétrole.

Chapitre 6

Point de vue de l'office sur le transfert et l'intérêt public

Tel qu'il est exposé au deuxième chapitre, l'Office estime que l'intérêt public est la norme de réglementation qui doit guider l'examen de la demande de transfert. À cet égard, l'Office doit tenir compte de tous les facteurs qui se rapportent à l'intérêt public en l'espèce, ce qui comprend, sans s'y limiter, les intérêts des expéditeurs, des producteurs et des consommateurs de gaz et de pétrole.

Au Canada, le jeu de la concurrence sur les marchés détermine les prix du pétrole et du gaz naturel. Depuis la déréglementation des marchés dans les années 80, les marchés canadiens et étatsuniens du pétrole et du gaz naturel ont évolué pour devenir progressivement un seul marché nord-américain intégré. Ce marché intégré s'appuie sur un réseau complexe de pipelines interconnectés reliant les sources d'approvisionnement aux marchés régionaux.

Les signaux de prix donnés par les régions d'approvisionnement et les marchés en Amérique du Nord sont souvent ce qui détermine les chemins de transport. Les producteurs cherchent constamment à maximiser la valeur qu'ils obtiennent pour leur produit, tandis que les consommateurs recherchent la solution la moins coûteuse pour répondre à leurs besoins. On obtient des résultats efficients du point de vue économique lorsque les producteurs et les consommateurs parviennent à atteindre leurs buts respectifs.

Pour obtenir des résultats efficients du point de vue économique, il doit exister une infrastructure de transport suffisante afin de relier l'offre aux marchés. Si la capacité pipelinière entre deux endroits est insuffisante, les approvisionnements en pétrole brut ou en gaz naturel peuvent rester « enfermés » dans une région, et leurs prix deviennent « isolés » de ceux qui ont cours sur le grand marché intégré. Dans une région isolée, le prix du produit peut être nettement plus élevé ou plus bas que dans le reste du marché. Les prix dans une région isolée ont tendance à graviter vers le point où ils sont déterminés par l'offre disponible et la demande dans la région en question, plutôt qu'en fonction des exigences et des prix ayant cours sur le grand marché intégré.

L'Office a clairement démontré aux chapitres 3 et 4 des présents Motifs de décision que les installations ne sont pas requises pour le transport de gaz. Il juge que l'analyse détaillée de l'offre et de la demande nord-américaines que les demandeurs ont effectuée démontre que le réseau principal est en mesure de respecter les engagements au titre du service garanti et qu'il continuera à disposer d'une capacité de réserve suivant une large fourchette d'estimations de l'offre et de la demande. Selon l'Office, cela se produirait sans aucun désengagement des prix du gaz dans le BSOC par rapport aux prix pratiqués dans les marchés à haut rendement desservis par le réseau principal. Il constate que même lorsqu'il est devenu clair qu'il y avait possibilité qu'une partie de la capacité du réseau principal soit retirée du service gazier, certains expéditeurs de gaz du groupe BCDENS n'ont pas souscrit de capacité de transport garanti à long terme même s'ils avaient l'occasion de le faire. Les expéditeurs de gaz ont droit uniquement au service

pour lequel ils ont souscrit; ils n'ont pas droit à l'utilisation d'installations particulières. En évaluant la demande, l'Office a néanmoins étudié la capacité du réseau principal de pouvoir répondre aux besoins en service garanti tant actuels que projetés tout en acheminant les volumes de gaz projetés. D'après la preuve déposée, l'Office en vient à la conclusion que si la demande était approuvée, la capacité restante suffirait à répondre aux besoins actuels et projetés en service de transport gazier garanti et interruptible.

Les expéditeurs de gaz du réseau principal profiteront du retrait de capacité sous la forme d'une réduction des besoins en produits, mais ils continueront d'assumer des coûts liés aux changements requis dans la configuration du réseau ou peut-être des coûts du combustible plus élevés qu'ils ne paieraient autrement. Les expéditeurs ne sont pas protégés contre des prix du combustible qui sont plus élevés que prévu, que les installations demeurent en service ou qu'elles en soient retirées.

Aucun des participants à l'audience n'a contesté la nécessité de disposer d'une capacité de transport pétrolier supplémentaire. De plus, on s'entendait généralement pour dire que la production de pétrole brut dans l'Ouest canadien continuera à croître considérablement grâce à l'apport des sables bitumineux tandis que le secteur du raffinage de l'Ouest canadien connaîtrait une croissance limitée. L'Office en conclut, par conséquent, qu'il y aura aussi une forte croissance des exportations. L'Office constate que le développement rapide des sables bitumineux a transformé fondamentalement l'industrie pétrolière au Canada. Des prix du pétrole élevés couplés aux progrès technologiques ont rendu l'exploitation des sables bitumineux économiquement possible, mais, entre autres défis, la croissance vigoureuse du secteur des sables bitumineux exerce des pressions sur le secteur pipelinier. Il est maintenant clair que, pour favoriser l'efficience du marché, il importe d'accroître la capacité de transport de pétrole brut afin d'ouvrir l'accès à de nouveaux marchés pour la production croissante tirée des sables bitumineux. Le taux d'utilisation élevé de la capacité, depuis leur entrée en service au début de 2006, du pipeline Spearhead d'Enbridge Pipelines Inc., qui livre le pétrole à Cushing (Oklahoma), et de l'oléoduc d'ExxonMobil Pipeline Company, qui livre le pétrole brut lourd canadien sur la côte américaine du golfe du Mexique, en est la preuve.

L'Office a tenu compte d'un certain nombre de facteurs dans son évaluation des aspects de la demande qui concernent le pétrole, notamment du soutien des expéditeurs, de la croissance de la production issue des sables bitumineux, de la disponibilité de marchés pour absorber l'offre croissante de pétrole et les délais dans lesquels l'accès à ces marchés serait fourni. L'Office constate que les expéditeurs sont disposés à conclure des conventions de transport à long terme sur le pipeline Keystone pour un volume total de 54,1 $10^3 m^3/j$ (340,0 kbpj) et que la durée moyenne des contrats est de 18 ans. C'est une preuve solide de leur volonté de contracter des engagements financiers à l'appui de ce qu'ils ont évalué et identifié comme étant d'éventuels marchés profitables pour le pétrole brut de l'Ouest canadien.

L'Office estime qu'une capacité d'oléoduc supplémentaire sera requise dès la fin de 2009 pour soutenir la croissance prévue de la production issue des sables bitumineux. L'Office reconnaît qu'à défaut d'une capacité pipelinière suffisante pour raccorder l'offre croissante de pétrole brut aux marchés potentiels, le risque d'avoir à recourir à des répartitions de la capacité pipelinière (ce qui se produit déjà sur certains pipelines) et de ne pas pouvoir exploiter le potentiel de production pétrolière s'accentue. En outre, des contraintes d'accès à des marchés capables de

traiter les pétroles lourds canadiens pourraient exercer des pressions à la baisse sur les prix du pétrole lourd, creusant ainsi l'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Ceci, à son tour, nuirait à l'efficience économique.

Pendant la majeure partie de son histoire, le réseau principal de TransCanada a été le principal transporteur de gaz depuis le BSOC vers les marchés de l'Est du Canada et des États-Unis. À mesure qu'augmentait l'offre de gaz, TransCanada a plusieurs fois obtenu l'autorisation de l'Office en vue d'accroître la capacité du réseau principal. Dans les années 90, le contexte réglementaire a favorisé le jeu de la concurrence et des résultats attribuables aux conditions du marché. L'entrée en service, en 2000, des pipelines d'Alliance et de Vector a ouvert un nouveau trajet concurrentiel pour l'acheminement d'importants volumes de gaz du BSOC vers des marchés qui avaient jusqu'alors été desservis par le réseau principal.

Une prémisse essentielle de l'approbation du pipeline d'Alliance était que le dégarnissage des pipelines en place serait temporaire et que la croissance de l'offre les remplirait de nouveau. Au cours de la présente instance, les demandeurs ont soutenu que, dans les faits, le réseau principal a perdu pour environ 42,5 Mm^3/j (1,5 Gpi^3/j) en volumes souscrits, qu'il n'a pas récupérés par la suite. Dans le cadre de la décision RH-1-2001[36], l'Office avait laissé entendre qu'un réexamen du cadre d'entreprise et de réglementation de TransCanada était nécessaire. Le message que les demandeurs ont correctement tiré de la décision RH-1-2001 était que TransCanada se devait d'être plus concurrentielle à l'avenir.

Depuis la fin de 2001, TransCanada a saisi l'Office de diverses propositions, toutes destinées à rehausser sa compétitivité. Certaines ont été approuvées, d'autres pas, mais toutes ont illustré les efforts de TransCanada en vue de soutenir la concurrence. Par exemple, TransCanada a sollicité le pouvoir discrétionnaire de décider de la tarification du TI[37], requête à laquelle les parties prenantes se sont opposées et que l'Office a rejetée. Elle a ensuite déposé la demande concernant la zone de tarification du Sud-Ouest[38] et la demande d'approbation de la jonction North Bay[39], visant à établir un nouveau point de réception et de livraison, lesquelles demandes ont été approuvées par l'Office. TransCanada a aussi demandé de relever ses taux d'amortissement[40], pour que ses droits soient plus concurrentiels dans le futur, et l'Office a également approuvé cette demande. L'Office a aussi approuvé la création d'un service soumissionnable de transport garanti non renouvelable (SG-NR)[41], mais le caractère soumissionnable du service a été aboli

---

36 TransCanada PipeLines Limited, Droits et Tarif, Demande concernant les droits et les tarifs de 2001 et 2002 Motifs de décision en date de novembre 2001, à la p.15.

37 RH-1-99, TransCanada PipeLines Limited, Droits et Tarif, Modifications du Tarif touchant le transport interruptible et le transport garanti à court terme, Motifs de décision en date d'avril 2000.

38 RH-1-2002, TransCanada PipeLines Limited, Droits et Tarif, Demande concernant les droits et le Tarif du réseau principal pour 2003, Motifs de décision en date de juillet 2003.

39 RH-3-2004, TransCanada PipeLines Limited, Demande concernant la jonction North Bay, Demande visant à faire approuver l'établissement d'un nouveau point de réception et de livraison, soit la jonction North Bay, et les droits exigibles pour les services de transport à destination et à partir de ce point, Motifs de décision en date de décembre 2004.

40 RH-1-2002, *supra* note 39.

41 RH-2-2004 Phase I, TransCanada PipeLines Limited, Droits et Tarif, Demande visant les droits et le Tarif de 2004 du réseau principal, Motifs de décision en date de septembre 2004.

ultérieurement à la suite d'une révision[42]. La récente demande de TransCanada concernant le service garanti à court préavis et le service d'équilibrage à court préavis[43] a été approuvée dans l'ensemble (mais non la méthode de tarification proposée pour le service d'équilibrage à court préavis).

L'Office reconnaît que les initiatives de TransCanada ont été motivées par le nouvel environnement concurrentiel, ayant pour but de rendre le réseau principal plus compétitif et de maximiser l'utilisation des installations. Le projet proposé ne fait pas exception à la règle. L'idée du projet pipelinier Keystone est née vers la fin de 2003 lorsqu'un groupe d'expéditeurs de pétrole a demandé à TransCanada d'examiner la possibilité de convertir une partie de la capacité du réseau de gaz naturel de l'Alberta et du réseau principal au service de transport de pétrole. Les demandeurs ont déclaré qu'ils cherchaient à assurer l'utilisation optimale d'installations qui présentent actuellement un excédent de capacité. Ils ont indiqué que même si ces installations sont utiles et utilisées, elles ne sont plus nécessaires et leur transfert assurerait une capacité de transport pétrolier pour laquelle il existe un grand besoin et, par conséquent, accroîtrait la valeur de ces installations.

Les demandeurs ont soutenu que cette demande donnerait à TransCanada la possibilité de proportionner la capacité du segment des Prairies aux flux attendus et de réagir aux effets de la concurrence qui s'exerce sur elle. TransCanada et Keystone ont fait valoir qu'il serait efficace sur le plan économique de convertir la canalisation 100-1 du service de transport de gaz au service pétrolier, et que la proposition offre une occasion de remédier au problème de surcapacité dans le sens du virage en faveur d'un régime de réglementation assoupli et davantage axé sur le marché. Ils ont exprimé l'avis que l'industrie gazière et pétrolière aurait avantage à permettre à TransCanada de réagir à la concurrence qui s'exerce sur le marché, en réduisant la capacité superflue et en l'affectant à un service qui répond à l'intérêt public général. Ils ont soutenu que le transfert se serait produit si le marché avait été déréglementé et concurrentiel.

L'Office appuie les efforts que fait l'industrie gazière et pétrolière pour chercher des solutions novatrices à des enjeux comme l'insuffisance de capacité pipelinière. L'Office est conscient en même temps qu'il faut examiner les effets défavorables éventuels sur les expéditeurs de gaz, avant d'évaluer les avantages de la conversion. Il estime que la réglementation ne devrait pas nuire à la réalisation d'avantages qui auraient été obtenus dans un marché sans réglementation qui fonctionne bien. En fait, l'Office croit que la réglementation devrait reproduire un contexte de concurrence et favoriser des actions et décisions qui améliorent l'efficience ainsi que la concurrence et réagissent aux besoins du marché sans toutefois aller à l'encontre de l'intérêt public.

L'Office se rend compte que sa décision ne va pas sans risques. Toutefois, dans l'exercice de son mandat, il doit étudier tous les facteurs et veiller à ce que les risques éventuels soient mesurés attentivement pour qu'il soit lui-même convaincu que d'assumer ces risques donnera de meilleurs résultats que s'il ne l'avait pas fait. Une baisse prononcée des cours du pétrole et la

---

42 RH-R-1-2005, Association canadienne des producteurs pétroliers, Révision de la décision RH-2-2004, phase I, Demande de révision, en date du 12 novembre 2004, de la décision RH-2-2004, phase I de l'Office, Motifs de décision en date de mai 2005.

43 RH-1-2006, TransCanada PipeLines Limited, Demande d'approbation de services garantis à court préavis et des droits connexes, Motifs de décision en date de novembre 2006.

réduction consécutive de la production à partir des sables bitumineux, qui se traduirait par une sous-utilisation du pipeline Keystone, sont des circonstances qui pourraient contrecarrer le transfert des installations. Par ailleurs, si d'importants volumes de gaz du Nord devenaient disponibles plus tôt que prévu, si l'offre du BSOC dépassait largement les prévisions, si aucun terminal méthanier n'entrait en service dans l'Est du Canada ou s'il y avait moins d'importations de GNL que prévu pour approvisionner les marchés de l'Est des États-Unis, ceci pourrait aussi engendrer une conjoncture défavorable et créer un besoin de capacité supplémentaire pour le transport de gaz. L'Office est cependant d'avis que ces événements ne sont pas susceptibles de se conjuguer de telle sorte qu'il y a une probabilité raisonnable que la canalisation dont on propose le transfert soit requise pour le service de transport gazier.

L'Office estime qu'il est fort probable que l'approbation de la demande ait des conséquences positives. Selon lui, le transfert des installations moyennant le traitement proposé de la base tarifaire va dans le sens de l'intérêt public pour plusieurs raisons. L'Office souligne qu'il est largement reconnu qu'un complément de capacité d'oléoduc sera nécessaire sous peu. L'Office reconnaît en outre que le transfert pourrait permettre un usage productif de biens qui sont sous-utilisés. Si le problème de sous-utilisation n'est pas pris en main maintenant, il faudra peut-être y remédier plus tard et cela pourrait coûter cher aux expéditeurs de gaz, plutôt que de rapporter le modestes avantage projeté par TransCanada en l'espèce. L'Office ne croit pas que l'intérêt public serait bien servi s'il ordonnait à TransCanada de continuer à utiliser les installations pour le service de transport gazier même si les demandeurs ont fait la preuve qu'elles ne sont pas nécessaires et qu'ils ont proposé une autre utilisation que l'Office considère comme conforme à l'intérêt public.

Ainsi, ayant conclu que l'intérêt public est le critère qu'il convient d'appliquer en l'espèce et ayant supputé les avantages éventuels du transfert par rapport à ses conséquences négatives possibles, l'Office est d'avis qu'il est conforme à l'intérêt public d'approuver le transfert des installations en vue du transport de pétrole.

Toutefois, si l'Office s'est trompé en statuant que l'intérêt public canadien est la norme de réglementation applicable, plutôt que le critère de l'absence de préjudice, il constate, après avoir examiné attentivement la preuve produite en l'espèce, que l'approbation de la demande de transfert ne causerait aucun préjudice aux expéditeurs de gaz de toute façon. Les demandeurs ont établi à la satisfaction de l'Office que le réseau principal serait en mesure de respecter les engagements pris au titre du service garanti pendant une période de dix ans et qu'il continuerait fort probablement à disposer d'une capacité de réserve suffisante. Par ailleurs, comme l'a indiqué l'Ontario, le fait pour une demande de répondre au critère de l'absence de préjudice n'est pas la même chose que répondre au critère de l'absence de **risque** de préjudice, mais l'application de ce dernier critère serait impossible et pourrait empêcher toute approbation réglementaire. L'approbation de la présente demande, comme celle de toute autre demande, n'est pas dépourvue de risques.

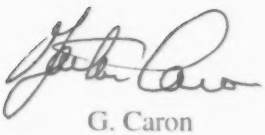
L'Office souligne que l'approbation de la demande de transfert, ainsi que du traitement de la base tarifaire, sera sans effet à moins que d'autres autorisations réglementaires, y compris celles qui sont requises à l'égard des demandes que TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. doit présenter aux termes des articles 52 et 21 de la *Loi*, ne soient accordées.

Chapitre 7

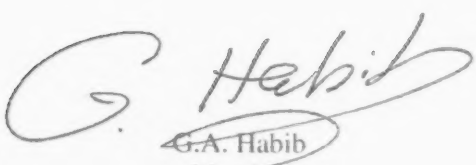
Dispositif

Les chapitres précédents et l'ordonnance MO-02-2007 constituent nos motifs de décision relativement à la demande examinée par l'Office au cours de l'instance MH-1-2006.

J.S. Bulger
Membre présidant l'audience



G. Caron
Membre



G.A. Habib
Membre

Calgary (Alberta)
Février 2007

Annexe I

Résumé de la convention de transfert du 5 juin 2006 entre TransCanada et Keystone

Les biens transférés comprendraient ce qui suit : un tronçon de 864,26 kilomètres (km) de la canalisation 100-1 de 864 mm de diamètre extérieur (d.e.) du réseau principal, débutant à la vanne de canalisation principale (VCP) 2 près de Burstall (Saskatchewan) et se terminant à un endroit situé 3,49 km en amont de la VCP 37, près de Carman (Manitoba). Les installations sont constituées de 612,30 km en Saskatchewan, et 251,96 km, au Manitoba; des installations pipelinières connexes; ainsi que des intérêts dans la partie des emprises directement liées à la propriété, l'exploitation et l'entretien du pipeline Keystone. Le reste de la canalisation 100-1 continuerait à faire partie du réseau principal (voir la figure 1-2). Les biens transférés comprendraient également ce qui suit :

- 29 VCP équipées;
- 9 installations de purge équipées;
- 1 681 mètres de tube de revêtement;
- 25 raccords de tuyauterie;
- 1 688 lestages en béton pour le franchissement de la rivière;
- 8 481 cavaliers de lestage.

De plus, dans le cadre du transfert, Keystone deviendrait propriétaire à 100 % de la moitié septentrionale de la servitude originale de TransCanada, si nécessaire. TransCanada demeurerait propriétaire à 100 % de l'autre moitié.

Les installations seraient transférées de TransCanada à Keystone le 1er mai 2008 (date de clôture), à un prix qui reflète leur VCN à cette date. Le prix de transfert définitif correspondrait au montant de base (la VCN des installations, évaluée à 76 259 000 $ au 31 décembre 2005) majoré des redressements pour dépenses en immobilisations et minoré de l'amortissement pour la période allant du 31 décembre 2005 à la date de clôture du transfert. On estimait que la VCN des installations équivaudrait à 65,1 millions de dollars au moment du transfert.

Pendant la période écoulée entre la date de signature de la convention de transfert et la date de clôture, TransCanada poursuivrait le cours normal de ses activités, continuerait à assurer les installations et aviserait Keystone sans tarder de toute détérioration importante des biens transférés. Pour sa part, Keystone assumerait toutes les taxes, redevances et charges associées aux biens transférés. Elle serait redevable de tout paiement de taxe sur les produits et services découlant de l'achat et de la vente des biens transférés, et elle paierait tout ce qu'il en coûte pour isoler, couper et obturer les installations, y compris le coût des dispositifs requis pour les déconnecter de façon permanente du reste des installations de TransCanada. Les frais de réglementation associés au transfert des installations seraient partagés à parts égales par TransCanada et Keystone.

Avant la date de clôture, TransCanada et Keystone seraient tenues de négocier de bonne foi et d'en arriver à des ententes concernant l'exploitation, le maintien et le partage de services relativement aux installations transférées et l'interaction avec les autres installations de TransCanada. Enfin, elles auraient à déterminer conjointement l'emplacement le plus logique pour les stations de pompage desservant le pipeline Keystone proposé.

Annexe II

Dispositions législatives pertinentes

Loi sur l'Office national de l'énergie

12. (1) L'Office a compétence exclusive pour examiner, entendre et trancher les questions soulevées par tout cas où il estime :

> *a*) soit qu'une personne contrevient ou a contrevenu, par un acte ou une omission, à la présente loi ou à ses règlements, ou à un certificat, une licence ou un permis qu'il a délivrés, ou encore à ses ordonnances ou instructions;
>
> *b*) soit que les circonstances peuvent l'obliger, dans l'intérêt public, à prendre une mesure — ordonnance, instruction, autorisation, sanction ou approbation — qu'en droit il est autorisé à prendre ou qui se rapporte à un acte que la présente loi ou ses règlements, un certificat, une licence ou un permis qu'il a délivrés, ou encore ses ordonnances ou instructions interdisent, sanctionnent ou exigent.

(1.1) L'Office peut enquêter sur tout accident relatif à un pipeline, une ligne internationale ou toute autre installation dont la construction ou l'exploitation est assujettie à sa réglementation, en dégager les causes et facteurs, faire des recommandations sur les moyens d'éliminer ces accidents ou d'éviter qu'ils ne se produisent et rendre toute décision ou ordonnance qu'il lui est loisible de rendre.

(2) Pour l'application de la présente loi, l'Office a la compétence voulue pour trancher les questions de droit ou de fait.

L.R. (1985), ch. N-7, art. 12; 1990, ch. 7, art. 5.

21. (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'Office peut réviser, annuler ou modifier ses ordonnances ou décisions, ou procéder à une nouvelle audition avant de statuer sur une demande.

(2) L'Office peut modifier les certificats, licences ou permis qu'il a délivrés, mais les modifications des certificats et licences ne prennent effet qu'une fois agréées par le gouverneur en conseil.

(3) Le présent article ne s'applique pas aux décisions, permis de travaux ou autorisations visés aux articles 28.2 ou 28.3 ni aux approbations de plans de mise en valeur visées à l'article 5.1 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

L.R. (1985), ch. N-7, art. 21; 1990, ch. 7, art. 10; 1994, ch. 10, art. 21.

52. Sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, l'Office peut, s'il est convaincu de son caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, délivrer un certificat à l'égard d'un pipeline; ce faisant, il tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents, et notamment de ce qui suit :

a) l'approvisionnement du pipeline en pétrole, gaz ou autre produit;

b) l'existence de marchés, réels ou potentiels;

c) la faisabilité économique du pipeline;

d) la responsabilité et la structure financières du demandeur et les méthodes de financement du pipeline ainsi que la mesure dans laquelle les Canadiens auront la possibilité de participer au financement, à l'ingénierie ainsi qu'à la construction du pipeline;

e) les conséquences sur l'intérêt public que peut, à son avis, avoir sa décision.

L.R. (1985), ch. N-7, art. 52; 1990, ch. 7, art. 18; 1996, ch. 10, art. 238.

59. L'Office peut prendre des ordonnances sur tous les sujets relatifs au transport, aux droits ou aux tarifs.

S.R., ch. N-6, art. 50.

74. (1) La compagnie ne peut, sans l'autorisation de l'Office :

a) vendre, transférer ou donner à bail tout ou partie de son pipeline;

b) acheter ou prendre à bail un pipeline;

c) conclure un accord de fusion avec une autre compagnie;

d) cesser d'exploiter un pipeline.

(2) Pour l'application des alinéas (1) *b)* et *c)*, respectivement, le sens des termes « pipeline » et « compagnie » n'est pas limité à celui que leur donne l'article 2.

(3) Malgré l'alinéa (1)*a)*, l'autorisation n'est requise que dans le cas où une compagnie vend, transfère ou donne à bail la ou les parties de son pipeline qui sont susceptibles d'être exploitées pour le transport du pétrole ou du gaz.

L.R. (1985), ch. N-7, art. 74; 2004, ch. 25, art. 155.

26(1) The Lieutenant Governor in Council may by regulation designate those owners of gas utilities to which this section and section 27 apply.

(2) No owner of a gas utility designated under subsection (1) shall

(a) issue any

(i) of its shares or stock, or

(ii) bonds or other evidences of indebtedness, payable in more than one year from the date of them,

unless it has first satisfied the Board that the proposed issue is to be made in accordance with law and has obtained the approval of the Board for the purposes of the issue and an order of the Board authorizing the issue,

(b) capitalize

(i) its right to exist as a corporation,

(ii) a right, franchise or privilege in excess of the amount actually paid to the government or a municipality as the consideration for it, exclusive of any tax or annual charge, or

(iii) a contract for consolidation, amalgamation or merger,

(c) without the approval of the Board, capitalize any lease, or

(d) without the approval of the Board,

(i) sell, lease, mortgage or otherwise dispose of or encumber its property, franchises, privileges or rights, or any part of it or them, or

(ii) merge or consolidate its property, franchises, privileges or rights, or any part of it or them, and a sale, lease, mortgage, disposition, encumbrance, merger or consolidation made in contravention of this clause is void, but nothing in this clause shall be construed to prevent in any way the sale, lease, mortgage, disposition, encumbrance, merger or consolidation of any of the property of an owner of a gas utility designated under subsection (1) in the ordinary course of the owner's business.

1984 c66 s1

Annexe III

Le projet Keystone

Le projet Keystone consiste à construire un oléoduc de 2 960 km (1 830 milles) qui s'étendrait de Hardisty (Alberta) à Wood River et Patoka (Illinois) (figure 1-1). Le pipeline pourrait transporter divers types de pétrole brut et sa conception comme conduite dépourvue de points d'injection ou de livraison permettrait d'acheminer des lots gros volume ou des trains de lots, réduisant ainsi le nombre et la taille des interfaces entre les produits. Le coût total du projet Keystone est estimé à 2,1 milliards de dollars US.

Le pipeline Keystone aurait une capacité de transport initiale d'environ 69,2 $10^3m^3/j$ (435, 0 kbpj), qui pourrait être portée à 93,8 $10^3m^3/j$ (590,0 kbpj) grâce à l'ajout d'installations de pompage. Les projets de prolongement Keystone Heartland et Cushing ont également suscité un grand intérêt. Le prolongement du pipeline Heartland permettrait de relier le terminal Scotford, au nord d'Edmonton (Alberta), à Hardisty. Celui du pipeline Cushing irait de la jonction Platte (Nebraska) à Cushing (Oklahoma). Le prolongement Heartland et le prolongement Cushing ont intéressé des expéditeurs à hauteur d'environ 79,0 $10^3m^3/j$ (260,0 kbpj) et 75,9 $10^3m^3/j$ (250,0 kbpj) respectivement.

Keystone serait le constructeur, le propriétaire et l'exploitant de la partie canadienne du pipeline Keystone. L'aménagement du segment canadien supposerait la conversion d'installations du service de transport de gaz naturel au service de transport pétrolier et la construction d'environ 370 km de nouvelles canalisations de 762 mm de d.e., soit 260 km de canalisations de Hardisty à Burstall (Saskatchewan) et 110 km de Carman (Manitoba) jusqu'à un point sur la frontière canado-américaine situé près de Haskett (Manitoba). Le coût en capital total de la partie canadienne est estimé à environ 664 millions de dollars. Le projet Keystone comprendrait aussi l'aménagement aux États-Unis d'environ 1 730 km (1 070 milles) de nouvelles canalisations.

La première annonce publique du projet Keystone a eu lieu en février 2005. Le 3 novembre 2005, TransCanada et ConocoPhillips Company ont annoncé qu'elles avaient conclu un protocole d'entente qui accordait à ConocoPhillips Pipeline Company, filiale en propriété exclusive de ConocoPhillips Company, l'option d'acquérir une participation de jusqu'à 50 % dans le pipeline Keystone.

Annexe IV

Lettre de décision de l'Office, datée du 17 juillet 2006, comprenant la liste des questions modifiée

Dossier OF-Fac-G-T241-2006-01 (3400-T241-1)
Le 17 juillet 2006

Destinataires : Toutes les parties – Ordonnance d'audience MH-1-2006

TransCanada PipeLines Limited et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. Demande en vue d'obtenir l'autorisation de transférer des installations pipelinières et les ordonnances connexes - Liste des questions et liste des parties

Madame, Monsieur,

Le 5 juin 2006, TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone) (collectivement appelées les demandeurs) ont présenté à l'Office une demande visant le transfert, de TransCanada à Keystone, de certaines installations faisant présentement partie du réseau principal de transport gazier de TransCanada (les installations). Keystone projette de se servir des installations pour offrir un service de transport pétrolier de Hardisty (Alberta) à Wood River et Patoka (Illinois).

Le 21 juin 2006, l'Office a rendu l'ordonnance d'audience MH-1-2006. Les demandes de statut d'intervenant devaient parvenir à l'Office au plus tard le 11 juillet 2006. L'Office a reçu 26 demandes d'intervention dont trois portent sur la liste des questions de l'ordonnance d'audience. L'Office a étudié les observations présentées, ainsi que la réplique des demandeurs, datée du 14 juillet 2006.

Observations des parties

Le Conseil des Canadiens a déclaré que la liste des questions n'abordait pas ses préoccupations. Il propose la question suivante :

> [*Traduction*]
> En présentant une demande qui ne porte que sur la conversion des installations regroupant 860 kilomètres de gazoduc, TransCanada morcelle le processus d'approbation. Le projet pipelinier de Keystone doit être examiné dans son ensemble, au moyen d'un seul processus, ce qui permettra de discuter à fond des questions sociales, politiques et économiques liées au projet.

Coral, Devon, EnCana, Nexen et Shell ont fait des commentaires sur la deuxième question :

Les incidences sur les échanges commerciaux, l'économie et le marché qu'auront le retrait des installations du service de transport gazier et leur conversion au service de transport pétrolier.

Ces intervenants ont affirmé que si la deuxième question, telle qu'elle est formulée, signifie que l'Office entend examiner les incidences sur les échanges commerciaux, l'économie et le marché qu'aurait le retrait des installations du service de transport gazier, alors ils l'approuvent. Cependant, si, dans sa formulation actuelle, la question signifie que l'Office entend examiner aussi les incidences sur les échanges commerciaux, l'économie et les marchés qu'aurait l'exploitation des installations pour assurer le transport du pétrole, alors ils ne l'approuvent pas. À leur avis, il ne sera possible de déterminer si la conversion est conforme à l'intérêt public que conjointement à l'examen de la demande aux termes de l'article 52 que Keystone doit déposer auprès de l'Office vers la fin de 2006.

Le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (SCEP) a déclaré que les questions de la liste étaient formulées de manière générale et que, pour sa part, il s'intéressait particulièrement aux questions suivantes :

[*Traduction*]

i) les incidences du projet sur la charge d'alimentation disponible dans le secteur pétrochimique et les raffineries du Canada;

ii) les effets du projet sur les émissions de gaz à effet de serre et l'obligation du Canada de réduire ces émissions;

iii) les incidences du projet sur la sûreté du secteur canadien de l'énergie, tout spécialement à la lumière des obligations du Canada aux termes de l'*Accord de libre-échange nord-américain*;

iv) la nature du critère d'intérêt public que l'Office doit appliquer à de telles demandes.

Opinion de l'Office

En ce qui concerne la question soulevée par Le Conseil des Canadiens, l'Office estime que les questions sociales, politiques et économiques ayant trait à la vente et à l'achat des installations peuvent être examinées dans le cadre de la demande visée, tandis que les questions relatives à l'exploitation du pipeline pourront être abordées au moment de l'instance en vertu de l'article 52. Comme les demandeurs, l'Office pense que la question de savoir si les deux demandes (celle aux termes de l'article 74 et celle en vertu de l'article 52) doivent être examinées ensemble n'est pas une question à inscrire à la liste des questions d'audience aux termes de l'article 74, mais devrait plutôt être réglée au moyen d'une requête.

En ce qui concerne les commentaires de Coral, Devon, EnCana, Nexen et Shell dans leur intervention, l'Office estime que les questions touchant l'exploitation du pipeline converti au transport pétrolier, notamment les questions environnementales et techniques, seront abordées au moment de l'audience en vertu de l'article 52. Il existe toutefois des éléments touchant la conversion du pipeline au service de transport pétrolier qui risquent de jouer un rôle important dans la décision que l'Office doit rendre à l'égard de la demande déposée. La liste des questions ratisse large délibérément, pour faire en sorte que l'Office reçoive tous les éléments de preuve pertinents et pour permettre aux parties de plaider leur cause et d'exposer leur point de vue de la

manière qu'elles jugent appropriée. Par conséquent, bien qu'il estime inutile de modifier la liste des questions à la lumière des commentaires faits par les intervenants, l'Office tient à souligner que les parties sont libres d'adopter la position qu'elles souhaitent à l'égard des décisions que l'Office doit rendre.

L'Office est d'avis que les questions i) et iv) soulevées par le SCEP entrent dans les limites de la liste des questions. Plus particulièrement, la question 1 de la liste des questions est suffisamment large pour inclure les questions soulevées par le SCEP dans sa question iv). Par ailleurs, la question 2 de la liste englobe la question i) du SCEP. Dans un souci de clarté, l'Office a toutefois modifié la question 2 comme suit :

> les incidences sur les échanges commerciaux, l'économie, **l'approvisionnement** et le marché qu'auront le retrait des installations du service de transport gazier et leur conversion au service de transport pétrolier.

Selon l'Office, les questions ii) et iii) soulevées par le SCEP ne sont pas connexes à la demande. La vente des installations n'a aucun effet sur les émissions et, étant donné que la demande ne sollicite pas l'autorisation de l'Office en vue d'exploiter un pipeline, il n'y a pas d'incidence sur le secteur énergétique du Canada. Il s'agit là de questions qui pourraient être abordées dans le cadre de la demande présentée aux termes de l'article 52.

Une liste des questions révisée, faisant état de la modification faite à la question 2 par l'Office relativement aux commentaires du SCEP, se trouve ci-joint.

Conformément au paragraphe 7 de l'ordonnance d'audience MH-1-2006, veuillez trouver ci-joint la liste des parties. Les parties doivent aviser le secrétaire de l'Office de tout changement à leurs coordonnées, afin que la liste des parties soit modifiée en conséquence. Dès la réception de la liste des parties, les intervenants doivent signifier une copie de leur document d'intervention à tous les autres intervenants.

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, mes salutations distinguées.

Le secrétaire,

Michel L. Mantha

Pièces jointes

Lettre de l'Office
datée du 17 juillet 2006
Annexe I

Liste des questions modifiée

L'Office a relevé les questions suivantes afin qu'elles soient examinées au cours de l'audience (la liste n'est pas exhaustive).

1. Les critères d'évaluation de la demande, notamment les critères visant respectivement la vente et l'achat des installations.

2. Les incidences sur les échanges commerciaux, l'économie, **l'approvisionnement** et le marché qu'auront le retrait des installations du service de transport gazier et leur conversion au service de transport pétrolier.

3. Si la vente et l'achat sont autorisés, les conditions dont devra s'assortir le transfert, notamment les éléments d'actif à transférer.

4. Le prix des installations, aux fins :
   a. du retrait de la base tarifaire de TransCanada et
   b. de l'inclusion dans la base tarifaire de Keystone.

5. Les modalités, le cas échéant, dont devra s'assortir toute approbation accordée par l'Office.

Annexe V

Décision de l'Office concernant l'avis de requête du SCEP

Dossier : OF-Fac-G-T241-2006-01
Le 25 août 2006

Monsieur Steven Shrybman
Avocat
Sack Goldblatt Mitchell
30, rue Metcalfe, bureau 500
Ottawa (Ontario) K1P 5L4

Monsieur Fred Wilson
Adjoint au président
Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier
301, avenue Laurier Ouest
Ottawa (Ontario) K1P 6M6

TransCanada PipeLines Limited et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd.
Demande d'autorisation de transférer des installations pipelinières et ordonnances connexes
Avis de requête du Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier – Décision numéro 1

Messieurs,

Contexte

L'Office national de l'énergie a convoqué une audience publique pour entendre une demande de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone) (collectivement les « demandeurs ») visant une ordonnance qui autoriserait le transfert de certaines installations, qui font actuellement partie du réseau principal de transport de gaz naturel de TransCanada, de TransCanada à Keystone, et les ordonnances connexes (demande de transfert).

Les demandeurs ont déclaré que Keystone prévoit déposer une demande à la fin de 2006 en vue d'obtenir d'autres autorisations dont ils ont besoin pour le pipeline Keystone, qui serait utilisé pour le transport de pétrole brut de Hardisty (Alberta) à Wood River et Patoka (Illinois) (demande visant des installations). La demande visant des installations comprendra une demande de certificat d'utilité publique présentée aux termes de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) ainsi qu'une demande de modification du certificat délivré à TransCanada soumise aux termes du paragraphe 21(2).

Il est demandé, dans la demande de transfert, que les ordonnances de transfert soient assujetties à l'approbation par l'Office de la demande visant des installations et à la délivrance subséquente d'un certificat d'utilité publique à Keystone.

Le 21 juin 2006, l'Office a délivré l'ordonnance d'audience MH-1-2006, qui prévoit que les demandes de statut d'intervenant et les commentaires relatifs à la liste des questions devaient être déposés au plus tard le 11 juillet 2006. Trois parties ont commenté la liste des questions. Deux d'entre elles, le Conseil des Canadiens (CDC) et le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (SCEP), ont soutenu que TransCanada morcelle le processus d'approbation. Elles ont fait valoir que le projet devrait être examiné dans le cadre d'un processus unique et global pour qu'il soit possible de traiter à fond les enjeux sociaux, économiques et politiques de la proposition.

Les passages suivants sont extraits d'une lettre de l'Office datée du 17 juillet 2006 :

> ... l'Office estime que les questions sociales, politiques et économiques ayant trait à la vente et à l'achat des installations peuvent être examinées dans le cadre de la demande visée, tandis que les questions relatives à l'exploitation du pipeline pourront être abordées au moment de l'instance en vertu de l'article 52. Comme les demandeurs, l'Office pense que la question de savoir si les deux demandes (celle aux termes de l'article 74 et celle en vertu de l'article 52) doivent être examinées ensemble n'est pas une question à inscrire à la liste des questions d'audience aux termes de l'article 74, mais devrait plutôt être réglée au moyen d'une requête.
>
> ... l'Office estime que les questions touchant l'exploitation du pipeline converti au transport pétrolier, notamment les questions environnementales et techniques, seront abordées au moment de l'audience en vertu de l'article 52. Il existe toutefois des éléments touchant la conversion du pipeline au service de transport pétrolier qui risquent de jouer un rôle important dans la décision que l'Office doit rendre à l'égard de la demande déposée. La liste des questions ratisse large délibérément, pour faire en sorte que l'Office reçoive tous les éléments de preuve pertinents et pour permettre aux parties de plaider leur cause et d'exposer leur point de vue de la manière qu'elles jugent appropriée. Par conséquent, bien qu'il estime inutile de modifier la liste des questions à la lumière des commentaires faits par les intervenants, l'Office tient à souligner que les parties sont libres d'adopter la position qu'elles souhaitent à l'égard des décisions que l'Office doit rendre.

Requête du SCEP

Le 24 juillet 2006, le SCEP, sous forme de requête, a demandé à l'Office qu'il délivre des ordonnances en vue de l'ajournement de l'audience MH-1-2006 jusqu'à ce que les demandes concernant toutes les approbations requises pour le projet de pipeline Keystone soient convenablement constituées et déposées auprès de l'Office et, qu'il fasse en sorte que toutes les audiences publiques convoquées relativement à ces demandes se déroulent en même temps.

Le SCEP a déclaré que les ordonnances demandées sont une première étape qui permettra d'éviter les doubles emplois ainsi que le dédoublement du processus d'approbation par l'Office. Il a souligné que [TRADUCTION] « le critère de l'intérêt public relatif à l'évaluation de la vente et de l'achat des installations (question numéro 1) comporte l'étude de questions soit semblables soit identiques à celles qui seront étudiées dans des demandes ultérieures en vertu du paragraphe

21(2) et de l'article 52 de la Loi ». Soulignant les commentaires que l'Office a faits dans sa lettre du 17 juillet 2006, le SCEP a affirmé qu'il y aura double emploi durant les audiences en ce qui concerne la conversion des installations pipelinières existantes du service gazier au service pétrolier.

Deuxièmement, le SCEP a argué que la mesure qu'il demande à l'Office de prendre a pour but d'éviter le potentiel d'incompatibilité des décisions de l'Office sur des questions liées à l'intérêt public. Il a laissé entendre que si l'Office accorde des autorisations dans le cadre de deux instances distinctes, il risque de faire des constatations incompatibles pour ce qui est de questions liées à l'intérêt public. Comme la demande de transfert ne soulève pas de considérations qui concernent expressément ou exclusivement la demande de transfert, le SCEP craint que l'Office, dans les faits sinon du point de vue du droit, en arrive à des conclusions différentes sur ce qui est conforme à l'intérêt public à une étape ultérieure du processus d'approbation.

Dans un troisième temps, le SCEP a argué que la mesure demandée permettrait d'éviter que les approbations accordées pour le projet Keystone après la demande de transfert soient perçues comme étant *pro forma*. Selon la quatrième observation du SCEP, un processus d'approbation dédoublé risque de marginaliser les préoccupations relatives à l'environnement ou à d'autres questions d'intérêt public, telles que la sûreté énergétique et l'obligation de donner effet aux exigences de partage proportionnel stipulées dans la législation sur le libre-échange nord-américain. En dernier lieu, le SCEP a laissé supposer en outre que l'Office devrait accorder la requête afin de faciliter la tâche des intervenants, pour qui une intervention devant l'Office est une activité exceptionnelle qui déborde le cours normal des affaires.

L'Office a étudié la requête du SCEP et, dans une lettre datée du 3 août 2006, a établi un processus par voie de mémoires pour entendre cette requête, les motifs à l'appui de la requête ainsi que la mesure qu'il lui est demandé de prendre. L'Office a reçu des présentations de trois parties qui appuient la requête et de cinq parties qui s'y opposent.

Parties qui appuient la requête

Le Sierra Club du Canada a fait valoir qu'à titre d'autorité responsable en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), l'Office doit définir la portée du projet Keystone aux fins de l'exécution d'une évaluation environnementale et, en bout de ligne, d'une décision sur la question de savoir si un certificat doit être accordé. Il a soutenu que l'Office devrait inclure le transfert des installations dans la portée environnementale du projet Keystone puisqu'il s'agit d'un seul projet et non de deux projets distincts. Comme le SCEP, le Sierra Club a fait valoir qu'un processus d'audience morcelé accroît le fardeau des intervenants qui défendent l'intérêt public.

Le CDC a argué pour sa part qu'étudier la demande de transfert avant de connaître tous les aspects du projet Keystone, notamment ses incidences et effets sur l'environnement, serait une erreur grave. Il a affirmé qu'il est essentiel pour l'Office de s'assurer que toutes les répercussions du projet Keystone soient évaluées avant que toute approbation, conditionnelle ou non, soit accordée.

Coral Energy Canada Ltd., Devon Canada Corporation, EnCana Corporation, Nexen Inc. et Shell Canada Limitée (le groupe industriel) a fait valoir qu'il y a deux questions à prendre en considération :

1. doit-on permettre à TransCanada de vendre les installations et de les supprimer de la base tarifaire du réseau principal;
2. doit-on autoriser Keystone à convertir les installations au service pétrolier si TransCanada obtient la permission de vendre les installations à Keystone et de les supprimer de la base tarifaire du réseau principal.

Le groupe industriel a affirmé que l'Office devrait étudier la première question dans le cadre de l'instance MH-1-2006, mais qu'il ne devrait pas rendre une décision sur la deuxième question tant que l'intérêt public relativement à l'ensemble du projet Keystone n'aura pas été évalué. Selon le groupe industriel, la demande de transfert a pour but de prier l'Office de [TRADUCTION] « décider qu'il est conforme à l'intérêt public canadien que les installations soient converties du service gazier au service pétrolier », compte tenu uniquement « des aspects économiques de l'intérêt public ». De l'avis du groupe industriel, il s'agirait de considérer l'intérêt public par une démarche au coup par coup qui ne convient pas du tout.

Parties qui s'opposent à la requête

En réponse au SCEP et aux parties qui appuient la requête, les demandeurs ont réitéré leur position selon laquelle il n'est pas nécessaire que toutes les demandes inhérentes au projet de pipeline Keystone soient étudiées en même temps. À cet égard, les demandeurs de même que ConocoPhillips Canada Limited se sont fondés sur la rubrique R du *Guide de dépôt* qui, selon eux, reconnaît explicitement qu'une demande de transfert peut précéder une demande déposée aux termes de l'article 52. Ces trois parties ont soutenu en outre qu'une démarche par étapes est non seulement raisonnable sur le plan commercial, mais légitime. De plus, la démarche concorde avec la méthode de l'Office, qui consiste à étudier les demandes au fur et à mesure qu'elles sont déposées et prévoit que les demandeurs ont le droit de déterminer la nature de l'autorisation qu'ils recherchent.

Les demandeurs et ConocoPhillips ont donné plusieurs exemples de demandes étudiées graduellement par l'Office[44]. Ils ont allégué qu'en pareils cas, les Motifs de décision de l'Office stipulent qu'une approbation obtenue par étapes ne doit pas être interprétée par les demandeurs comme indiquant que l'Office approuvera des demandes ultérieures se rapportant au même projet.

En réponse aux préoccupations soulevées par le SCEP à propos de la prise en considération, par l'Office, de l'intérêt public, les demandeurs ont fait valoir que dans la demande de transfert, l'Office est prié [TRADUCTION] « de rendre une décision conforme à l'intérêt public à propos

---

44 Les parties ont fait référence aux instances suivantes : GH-4-93 (Intercoastal Pipe Line Inc. et Interprovincial Pipe Line Inc., Installations, tarif et méthodologie de conception des droits, en date d'avril 1994); OH-4-96 (Pipeline Interprovincial Inc., Installations, en date d'avril 1997); GH-3-97 (Alliance Pipeline Ltd. au nom d'Alliance Pipeline Limited Partnership, Installations, droits et tarifs, en date de novembre 1998); GH-6-96 (Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et Projet de gazoduc Maritime & Northeast, Installations, en date de décembre 1997); et OH-1-2003 (Pipelines Trans-Nord Inc., Installations, en date de juillet 2003).

du transfert, non à propos du pipeline Keystone proposé ». D'après eux, la détermination des facteurs et critères qu'il est pertinent de considérer pour rendre une décision touchant l'intérêt public peut varier selon l'objet de l'article de la Loi qui s'applique en l'espèce. ConocoPhillips s'est fait l'écho de ces opinions en faisant valoir que l'Office a pour mandat de prendre en considération l'intérêt public tel qu'il est concerné par chaque demande dont il est saisi. Le simple fait que l'intérêt public est pris en considération tel qu'il est concerné par une demande particulière ne crée pas en soi un risque de double emploi ou de décisions incompatibles, ni a-t-il pour effet de miner le caractère d'indépendance de processus subséquents.

Pour sa part, Suncor Energy Inc. a soutenu qu'accorder la requête du SCEP aurait pour effet de retarder le projet Keystone. À son avis, un processus de réglementation par étapes ne porterait préjudice à aucune des parties. Canadian Natural Resources Limited était du même avis et a soutenu en plus qu'une audience unique représenterait un gigantesque effort de préparation pour le traitement de toutes les questions, effort qui se révélerait inutile si le transfert des installations n'était pas approuvé. Husky Energy Marketing Inc. s'est également opposée à la requête et elle a fortement incité l'Office à garder séparées la demande de transfert et la demande visant des installations.

Réponse du SCEP

Dans sa réponse, le SCEP a fait valoir que les demandeurs n'avaient traité ni l'une ni l'autre de ses deux principales préoccupations, à savoir, premièrement, que la démarche par étapes proposée par les demandeurs aurait pour effet de morceler et de limiter l'étude que ferait l'Office du projet au regard des questions d'intérêt public, et deuxièmement qu'elle se traduirait par plusieurs audiences publiques et processus d'approbation qui pourraient également faire double emploi.

Le SCEP a argué que les présentations des demandeurs confirmaient sa position, suivant laquelle la demande de transfert confond les considérations en matière d'intérêt public de la demande de transfert avec celles que pourrait faire ressortir la demande visant des installations. Tout en reconnaissant que les décisions de l'Office citées par les demandeurs découlaient d'études par étapes des demandes en question, il a établi des distinctions entre ces diverses instances en fonction des faits de chacune. Enfin, il a indiqué que la rubrique R du *Guide de dépôt* avait simplement pour but d'orienter les demandeurs et n'était pas une directive, et que de toute façon, il n'appuyait pas la notion voulant que des demandes présentées en vertu des articles 74 et 59 peuvent être jointes, ni qu'une demande en vertu de l'article 74 peut être tranchée sous prétexte qu'une demande ultérieure serait conforme à l'intérêt public.

En réponse à ConocoPhillips et Suncor Energy Inc., le SCEP a allégué que plusieurs de leurs assertions au sujet des retards et d'un préjudice économique, de même que leur hypothèse selon laquelle le SCEP tentait d'étendre la portée de l'examen environnemental, étaient sans fondement.

Sur ce dernier point, le SCEP a allégué en outre que ConocoPhillips faisait erreur en affirmant que l'article 74 de la Loi ne déclenche pas l'application de la LCÉE; il a soutenu que la demande de transfert pouvait être interprétée comme étant une demande de « cessation de l'exploitation »

des installations telles qu'elles avaient été approuvées à l'origine, et de nouveau permis aux fins d'un service pétrolier.

Opinion de l'Office

La question soulevée par le SCEP et dont l'Office est maintenant saisi est de savoir s'il doit, en l'espèce, ordonner que l'étude de la demande de transfert soit reportée jusqu'à ce que les demandes concernant les autres ordonnances requises pour le projet de pipeline Keystone aient également été déposées auprès de l'Office.

Comme le SCEP l'a énoncé dans sa réplique, il fait valoir essentiellement deux principales raisons pour lesquelles l'Office devrait accorder sa requête. Le premier type d'argument présenté par le SCEP se rapporte à l'apparence de morcellement et de limitation de l'étude que l'Office ferait des questions liées à l'intérêt public eu égard au projet dans l'éventualité d'un processus par étapes. Le SCEP soutient qu'une des conséquences éventuelles serait le risque de constatations incompatibles sur des questions touchant l'intérêt public.

Il est clair que l'Office, quand il rend une décision conformément à la Loi, doit tenir compte de l'intérêt public. En conséquence, l'Office a maintes fois analysé les répercussions de cette exigence. Ainsi, dans ses Motifs de décision concernant Sumas Energy 2, Inc.[45], l'Office a affirmé que les facteurs à prendre en considération sous le régime de la Loi et les critères à appliquer pour en arriver à une décision concernant l'intérêt public peuvent varier selon les faits en cause « et l'objet des dispositions pertinentes de la Loi sur l'ONÉ ».

En ce qui a trait à ce que le SCEP a prétendu, à savoir que les demandeurs confondent les considérations d'intérêt public se rapportant à la demande de transfert avec celles d'autres approbations possibles, l'Office fait remarquer qu'en bout de ligne, la détermination des paramètres de l'intérêt public pour ce qui est du transfert est du ressort exclusif de l'Office, bien qu'il tienne compte des présentations des parties à cet égard. Tel que l'Office l'a fait savoir auparavant, il s'est assuré que la portée de la liste des questions soit suffisamment large pour que toutes les parties puissent soumettre une preuve jugée connexe à la question du transfert. Toutes les parties ont le droit de soumettre des présentations sur ce qu'elles considèrent être d'intérêt public eu égard au transfert, comme elles le jugent utile.

De plus, l'Office est d'avis que s'il décidait que les approbations, en tout ou en partie, sollicitées dans la demande de transfert, sont conforme à l'intérêt public, une décision ultérieure portant que les approbations sollicitées dans la demande visant des installations ne sont pas conformes à l'intérêt public n'indiquerait pas nécessairement que les décisions sont incompatibles. En un mot, la vente pourrait être conforme à l'intérêt public, mais non les installations, au motif, par exemple, que l'environnement ou la sécurité des personnes seraient menacés.

En dernier lieu, l'Office fait observer que les demandeurs ont expressément demandé que l'approbation du transfert, le cas échéant, soit subordonnée à l'approbation de la demande visant des installations. Encore là, si le transfert était approuvé conditionnellement, mais qu'à la

45 EH-1-2000 Sumas Energy 2, Inc., Installations, en date de mars 2004, à la page 11.

lumière de la preuve présentée à l'égard de la demande visant des installations, d'autres aspects du projet de pipeline Keystone n'étaient pas jugés conformes à l'intérêt public et que la demande soumise aux termes de l'article 52 était refusée, le transfert n'aurait pas lieu. En l'espèce, cela constitue une atténuation supplémentaire du risque dont la requête fait état.

Par conséquent, l'Office estime que s'il décidait de rendre une décision au sujet de la demande de transfert après avoir entendu toute la preuve et la plaidoirie sur la question, il peut le faire sans porter atteinte à sa capacité de tenir compte de l'intérêt public eu égard aux approbations qu'on pourrait lui demander d'accorder dans le contexte d'une éventuelle demande visant des installations.

La deuxième catégorie de préoccupations soulevées dans la requête concerne la possibilité que la décision, de la part des demandeurs, de solliciter des autorisations à l'Office par étapes plutôt que de lui soumettre une demande globale occasionne un double emploi ou un dédoublement du processus d'audience.

Comme les instances citées par les intervenants permettent de le constater, on peut invoquer de nombreux précédents de demandes soumises pour approbation par étapes. L'Office permet d'ordinaire que des demandes soient présentées séparément à moins qu'il y ait des raisons convaincantes pour ne pas l'autoriser. Cette pratique est confirmée par les lignes directrices énoncées dans le *Guide de dépôt*. Si l'Office se range du côté du SCEP quand il soutient qu'il n'est pas obligatoire de s'y conformer, il n'en demeure pas moins que selon lui, le *Guide de dépôt* reflète l'opinion de l'Office, qui considère cette pratique comme étant acceptable et légitime.

Les présentations du SCEP et des parties qui appuient sa requête, selon lesquels une démarche d'approbation par étapes entraînera double emploi et dédoublement, sont fondées en partie sur l'argument voulant que les demandeurs ont inclus dans la demande de transfert des facteurs qui seront également pris en considération dans une demande visant des installations qui sera soumise ultérieurement, notamment en ce qui concerne le changement de service qui passerait du gaz au pétrole. Compte tenu de la nature de cette industrie, l'Office fait remarquer qu'il y a souvent double emploi lors d'audiences distinctes. Si l'Office estimait que l'étude de demandes distinctes se traduirait par un emploi abusif des procédures ou un gaspillage de temps et de ressources par l'Office et toutes les parties, il pourrait exiger que les demandes soient entendues en même temps. Toutefois, selon l'Office, ce n'est pas le cas dans la présente instance. L'Office ne croit pas que les demandeurs ont déposé des demandes distinctes afin de se soustraire à un examen par un organisme compétent ou d'éviter un processus quelconque ou encore de fractionner un projet. Il estime plutôt qu'il s'agit d'une délimitation légitime de deux demandes ayant deux objets distincts fondés sur des exigences commerciales. De plus, l'Office a déjà statué sur les questions qui doivent être traitées eu égard à la demande de transfert et à la demande visant des installations. À son avis, les parties devraient pouvoir se conformer à ces directives sans avoir à accomplir trop de tâches de même nature à plus d'une reprise.

Pour ce qui concerne les préoccupations relatives au double emploi et au dédoublement, le SCEP a fait valoir qu'une démarche par étapes pourrait également inciter à croire que les approbations subséquentes pour le projet sont *pro forma*. Bien qu'un demandeur puisse solliciter des

autorisations auprès de l'Office par étapes, cela ne signifie pas que l'Office porte atteinte de quelque façon que ce soit au bien-fondé de toute demande prévue ou future dont il pourrait être saisi. Lorsque l'Office a adopté une démarche par étapes dans des dossiers antérieurs, il a pris soin de prévenir les intéressés qu'une première décision est rendue indépendamment de toute décision que l'Office peut rendre relativement à une demande ultérieure connexe. L'Office croit que des commentaires explicites comme ceux qu'il a inclus dans des décisions antérieures aident à prévenir la perception d'un préjugé. De l'avis de l'Office, les préoccupations exprimées par le SCEP constituent une remise en question de la capacité de l'Office de se prononcer comme il se doit dans le présent dossier sans entraver l'exercice de ses responsabilités eu égard à des demandes futures, sans qu'aucune preuve ne démontre que cette éventualité soit probable. Si l'Office devait créer une telle entrave, le SCEP et les autres parties disposeront de diverses voies de recours en justice à ce moment-là.

En ce qui concerne l'allégation du SCEP et des parties qui l'appuient selon laquelle un processus par étapes pourrait marginaliser les préoccupations liées à l'intérêt public en matière d'environnement ou d'autres facteurs et la demande de transfert devrait faire partie de la portée de l'évaluation faite en vertu de la LCÉE, l'Office réitère l'opinion émise dans sa lettre du 17 juillet 2006, à savoir que ces préoccupations se rapportent à la construction et à l'exploitation du pipeline et qu'à ce titre, elles seront étudiées dans le contexte de la demande visant des installations. Selon l'Office, l'approbation conditionnelle d'un transfert n'est pas un projet ni une activité au sens de la LCÉE, ni faut-il qu'elle soit intégrée à la portée d'une évaluation pour qu'une évaluation environnementale appropriée soit exécutée dans le cadre de la demande visant des installations. L'Office n'accepte pas qu'une étude de ces questions à une étape ultérieure du processus d'approbation signifie que ces questions sont moins importantes que celles qui sont examinées en premier. Tel qu'il est énoncé ci-dessus, bien que l'Office puisse accorder, en tout ou en partie, les approbations sollicitées dans la demande de transfert, d'un point de vue pratique, toute approbation accordée est assujettie à l'obtention des approbations sollicitées dans le cadre de la demande visant des installations. En conséquence, l'Office est d'avis qu'une démarche par étapes ne l'empêchera pas d'accomplir son mandat pour ce qui est de l'étude des enjeux environnementaux.

Enfin, il vaut la peine de préciser que si l'Office devait permettre le transfert, mais qu'il refuse par la suite, dans le cadre d'un processus connexe subséquent, d'approuver une autre demande nécessaire à la réalisation du projet de pipeline Keystone, cela ne signifierait pas, comme l'a allégué le SCEP, qu'une autre audience serait requise pour annuler l'approbation du transfert, et entraîner ainsi une prolifération d'audiences. Les demandeurs ont demandé que toute approbation du transfert soit assujettie à l'approbation de la demande visant des installations. Quoi qu'il en soit, le paragraphe 74(1) prévoit que l'Office peut accorder son autorisation; l'Office délivre normalement une ordonnance pour permettre qu'une transaction ait lieu plutôt que de l'exiger.

Si l'Office décidait que la demande de transfert n'est pas conforme à l'intérêt public et donc refusait une approbation essentielle à la réalisation du projet de pipeline Keystone, il est peu probable qu'une demande visant des installations soit déposée. En pareil cas, une démarche par étapes permet de réaliser des économies en termes de temps de préparation et d'audience pour toutes les parties, y compris les intervenants qui défendent l'intérêt public. En conséquence,

l'Office n'est pas convaincu qu'une démarche « globale » d'examen des demandes portant sur le projet de pipeline Keystone serait nécessairement plus avantageuse qu'une démarche par étapes.

L'Office se range du côté des demandeurs et des parties qui ont fait valoir que les demandeurs ont généralement le droit de formuler leur demande de la manière qu'ils jugent convenable. L'Office est tenu de par la loi d'entendre une demande à condition qu'elle soit complète et non présentée au coup par coup à des fins inappropriées. L'Office a traité de la question du fractionnement de projets auparavant, et il juge qu'elle ne se pose pas en ce qui concerne la présente demande. L'Office estime que la demande visant la vente et l'achat des installations, et les questions de base tarifaire, est complète, et aucune partie n'a fait valoir le contraire.

Par conséquent, compte tenu des arguments invoqués, et pour les motifs énoncés dans la présente décision, l'Office n'est pas convaincu que l'étude de la demande de transfert devrait être ajournée jusqu'à ce que la demande visant des installations soit déposée. Les présentations du SCEP et des parties qui appuient la requête n'ont pas persuadé l'Office que les risques dont la requête fait état justifient de la part de l'Office qu'il déroge de sa pratique suivant laquelle les demandeurs ont le droit de formuler leur demande de la manière qu'ils jugent convenable, ou du processus accepté concernant l'étude d'une demande par étapes que les demandeurs ont adopté en l'espèce.

Toutefois, tel qu'il est énoncé dans la lettre de l'Office datée du 17 juillet 2006, les parties sont libres de prétendre au cours de l'audience, et de plaider en conséquence à la fin de cette dernière, que l'Office ne dispose pas d'une preuve suffisante pour se prononcer sur l'un quelconque ou tous les aspects de la demande ou qu'une décision sur l'un quelconque ou tous les aspects de la demande serait préjudiciable à la demande visant des installations.

La requête du SCEP étant refusée, aucun changement au calendrier de la procédure n'est requis. L'Office constate que le SCEP, dans une lettre datée du 24 août 2006, affirme avoir des difficultés à élaborer sa preuve en l'absence de la présente décision. Par conséquent, l'Office reporte au vendredi 8 septembre 2006 la date limite à laquelle le SCEP, et seulement le SCEP, peut déposer sa preuve.

Veuillez agréer, Messieurs, mes salutations distinguées.

Le secrétaire,

Michel L. Mantha

c.c. Toutes les parties – Ordonnance d'audience MH-1-2006

Annexe VI

Ordonnance

ORDONNANCE MO-02-2007

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

PAR SUITE d'une demande que TransCanada PipeLines Limited et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. ont présentée aux termes de l'article 59 et des alinéas 74(1)*a)* et 74(1)*b)* de la *Loi* pour solliciter l'autorisation de transférer certaines installations pipelinières et la délivrance d'ordonnances connexes, déposée auprès de l'Office national de l'énergie sous le dossier OF-Fac-G-T241-2006-01.

DEVANT l'Office, le 5 février 2007.

ATTENDU QUE TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) est propriétaire du réseau principal de transport de gaz naturel TransCanada (réseau principal) suivant le certificat d'utilité publique GC-1, daté du 11 avril 1960;

ATTENDU QUE TransCanada et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (Keystone) (collectivement appelées les demandeurs) ont présenté à l'Office une demande datée du 5 juin 2006 concernant le transfert de certaines installations du réseau principal (demande de transfert);

ATTENDU QUE TransCanada a sollicité une ordonnance de l'Office visant à :

a) accorder à TransCanada, en vertu de l'alinéa 74(1)*a)* de la *Loi*, l'autorisation de vendre à Keystone les installations décrites à l'annexe A ci-jointe (installations);

b) autoriser TransCanada, suivant l'article 59 de la *Loi*, à retrancher de la base tarifaire du réseau principal la valeur comptable nette (VCN) des installations à la date de transfert;

ATTENDU QUE Keystone a sollicité une ordonnance de l'Office visant à :

a) accorder à Keystone, en vertu de l'alinéa 74(1)*b)* de la *Loi*, l'autorisation d'acheter les installations de TransCanada;

b) autoriser Keystone, suivant l'article 59 de la *Loi*, à inclure la VCN des installations sous le poste des « installations pétrolières en voie de construction » du pipeline Keystone proposé à la date de transfert et, subséquemment, dans la base tarifaire (installations pétrolières en service) du pipeline Keystone, au moment de sa mise en service aux fins du transport de pétrole;

ATTENDU QUE les demandeurs ont demandé que l'octroi des autorisations soit subordonné à l'approbation d'une demande de Keystone à l'égard d'un nouveau pipeline proposé (pipeline

Keystone) et des installations (demande visant les installations) et à la délivrance subséquente à Keystone d'un certificat d'utilité publique visant le pipeline Keystone proposé;

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience publique orale, qui a débuté le 23 octobre 2006 à Calgary (Alberta), au cours de laquelle il a entendu la preuve et les plaidoiries présentées par les demandeurs et les parties intéressées;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office concernant la demande sont exposées dans ses Motifs de décision MH-1-2006, datés de février 2007, et dans la présente ordonnance;

ATTENDU QUE l'Office a examiné la demande et estime qu'il serait conforme à l'intérêt public de l'approuver, sachant que les demandeurs n'effectueront pas le transfert des installations à moins que l'Office n'approuve la demande visant les installations et ne délivre un certificat d'utilité publique pour le pipeline Keystone proposé;

IL EST ORDONNÉ que la vente des installations par TransCanada et leur achat par Keystone soient approuvés, conformément aux alinéas 74(1)*a)* et 74(1)*b)*de la *Loi*, respectivement.

IL EST EN OUTRE ORDONNÉ, conformément à l'article 59 de la *Loi*, que TransCanada peut retrancher de la base tarifaire du réseau principal un montant égal à la VCN des installations au moment de leur transfert à Keystone et que Keystone peut inclure cette VCN dans la base tarifaire du pipeline Keystone, sous le poste des « installations pétrolières en service », si le pipeline Keystone est mis en service aux fins du transport pétrolier.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le secrétaire,

Michel L. Mantha

Annexe A
Ordonnance MO-02-2007 de l'Office national de l'énergie

Demande présentée par TransCanada/Keystone en vue d'obtenir l'autorisation de transférer des installations pipelinières et une décision sur le prix de transfert
Dossier Of-Fac-G-T241-2006-01

- un tronçon de 864,26 km de la canalisation 100-1 de 864 mm de diamètre extérieur du réseau principal, débutant à la vanne de canalisation principale (VCP) 2 près de Burstall (Saskatchewan) et se terminant à un endroit situé 3,49 km en amont de la VCP 37, près de Carman (Manitoba), soit 612,30 km en Saskatchewan, 251,96 km, au Manitoba et les installations pipelinières connexes
- 29 VCP équipées
- 9 installations de purge équipées
- 1 681 mètres de tube de revêtement
- 25 raccords de tuyauterie
- 1 688 lestages en béton pour le franchissement de la rivière
- 8 481 cavaliers de lestage
- les intérêts dans la partie des emprises directement liées à la propriété, l'exploitation et l'entretien du pipeline Keystone
- propriété exclusive à 100 % de la moitié septentrionale de la servitude originale de TransCanada, si nécessaire

National Energy Board

Office national de l'énergie

ERRATA

Dossier : OF-Fac-G-T241-2006-01
Le 12 février 2007

Veuillez prendre note que les versions française et anglaise des *Motifs de décision MH-1-2006 de l'Office national de l'énergie* (février 2007), et de l'ordonnance MO-02-2007 s'y rapportant, ont été corrigées.

Version française

1. Page 48 : La figure 4-1 intitulée « Avantage (coût) net pour les expéditeurs » est remplacée par la figure 4-1 révisée qui se trouve ci-joint.

Version anglaise

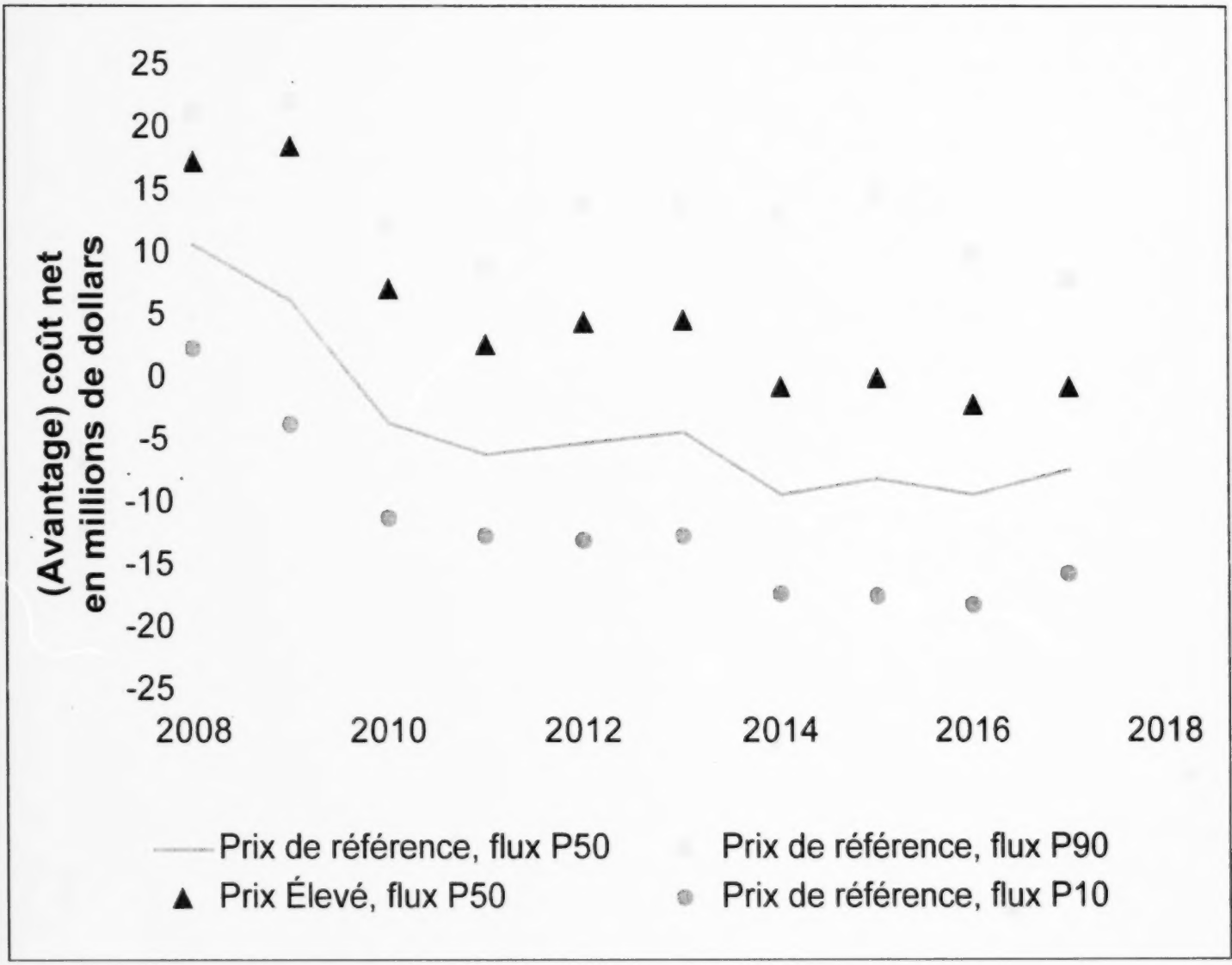
1. Page 43 : La figure 4-1 intitulée « Net Benefit/(Cost) to Shippers » est remplacée par la figure 4-1 révisée qui se trouve ci-joint.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le secrétaire,

Michel L. Mantha

Canada


25
20
15
10
5
0
-5
-10
-15
-20
-25
(Avantage) coût net en millions de dollars
2008
2010
2012
2014
2016
2018
Prix de référence, flux P50
Prix de référence, flux P90
Prix Élevé, flux P50
Prix de référence, flux P10